

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«ХАРЬКОВСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ»

И. В. Барбашов, Г. В. Омеляненко, Е. Н. Федосеенко

«ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ»
КОНТРОЛЬНЫЕ РАБОТЫ И ЗАДАНИЯ

Учебно-методическое пособие
для студентов направления подготовки
«Электроэнергетика, электротехника и электромеханика»
дневной и заочной форм обучения,
в том числе для иностранных студентов

Утверждено
редакционно-издательским
советом НТУ «ХПИ»,
протокол № 2 от 17.05.2019

Харьков
НТУ «ХПИ»
2019

УДК 621.311.1 (075)

Б 24

Рецензенты:

С. Г. Буряковский, д-р техн. наук, проф., директор
НИПКИ «Молния» НТУ «ХПИ»;

В.А. Маляренко, д-р техн. наук, проф., Харьковский национальный
университет городского хозяйства имени А. М. Бекетова

Авторы:

Барбашов И. В., канд. техн. наук, доцент, проф. кафедры ПЭЭ;
Омельяненко Г. В., канд. техн. наук, доцент, проф. кафедры ПЭЭ;
Федосеенко Е. Н., канд. техн. наук, ст. преп. кафедры ПЭЭ

Наведено завдання для контрольних робіт по курсу «Електричні системи та мережі» та розглянуті приклади їх виконання.

Призначено для студентів напрямку підготовки «Електроенергетика, електротехніка і електромеханіка» денної і заочної форм навчання, а також для іноземних студентів.

Барбашов И.В.

Б 24 «Электрические системы и сети». Контрольные работы и задания : учеб.-метод. пособ. / И.В. Барбашов, Г.В. Омельяненко, Е.Н. Федосеенко. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2019. – ____ с. – Рус. язык.

ISBN _____

Приведены задания для контрольных работ по курсу «Электрические системы и сети» и рассмотрены примеры их выполнения.

Предназначено для студентов направления подготовки «Электроэнергетика, электротехника и электромеханика» дневной и заочной форм обучения, а также для иностранных студентов.

Ил. 22. Табл. 16. Библиогр. 7 наим.

ISBN _____

УДК 621.311.1 (075)

© И. В. Барбашов,
Г. В. Омельяненко,
Е. Н. Федосеенко, 2019
© НТУ «ХПИ», 2019

ВВЕДЕНИЕ

Обучение студентов по направлению подготовки «Электроэнергетика, электротехника и электромеханика» предусматривает изучение ими дисциплин «Электрические системы и сети». Эта дисциплина способствует формированию у студентов фундаментальных представлений о современной энергетической (электрической) системе и электрической сети как ее части, освоению методов анализа режимов и управления ими, основ проектирования развития электрических систем, а также методов и средств обеспечения экономичности, надежности и качества энергоснабжения.

Изданный в 2013 г. в Национальном техническом университете «Харьковский политехнический институт» текст лекций «Общая характеристика и основы анализа установившихся режимов современных электрических систем и сетей» [1] содержит общую характеристику современных электрических систем и сетей и рассмотрение основ анализа их установившихся режимов.

Примечание. Тексту лекций предшествовало издание в 2010 г. учебного пособия «Основы анализа установившихся режимов электрических систем и сетей» [2].

В дальнейшем были изданы учебные пособия «Параметры и схемы замещения элементов электрических систем в примерах и задачах» [3], «Расчет установившихся режимов разомкнутых электрических сетей в примерах и задачах» [4], «Расчет установившихся режимов замкнутых электрических сетей в примерах и задачах» [5].

Данное учебно-методическое пособие способствует закреплению полученных студентами знаний и предназначено для проведения контрольных работ в течение семестра, а также итоговой аттестации.

Контрольные работы по курсу «Электрические системы и сети» включают:

1. Расшифровка обозначений элементов электрических систем и сетей.
2. Построение суточных графиков нагрузки потребителей узла электрической сети.
3. Построение годовых графиков нагрузки потребителей узла электрической сети.
4. Определение характеристик узлов электрической сети.
5. Определение числа часов использования наибольшей нагрузки узлов и линий электрической сети.
6. Определение потокораспределения в нормальном и послеаварийном режимах электрической сети.
7. Составление схемы замещения разомкнутой электрической сети.

Исходные данные к заданиям для проведения контрольных работ, примеры их выполнения, а также необходимые справочные данные представляются далее.

1. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «РАСШИФРОВКА ОБОЗНАЧЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ»

1.1. Дать расшифровку обозначений типов генераторов, приведенных в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений типов генераторов

Варианты	Обозначения типов генераторов		
1	ТВФ–60–2	ВГС–1525/135–120	СВФ–1500/130–88
2	ТВФ–62–2	ВГС–1260/147–68	СВФ–990/230–36
3	ТВФ–100–2	ВГС–1260/200–60	СВФ–1690/175–64
4	ТВВ–160–2	ВГС–930/233–30	СВФ–1285/275–42
5	ТГВ–200М	ВГСВФ–940/235–30	СГКВ–480/115–64
6	ТВВ–200–2а	СВ–375/195–12	СГВК–720/140–80
7	ТВВ–220–2	СВ–430/210–14	СВО–733/130–36
8	ТГВ–300	СВ–1250/170–96	ВГДС–1005/245–40
9	ТВВ–320–2	СВ–660/165–32	СВН–1340/150–96
10	ТГВ–500	СВ–1340/140–96	СВК–1340/150–96
11	ТГВ–500–4	СВ–780/137–32	СВКС–1340/150–96
12	ТВМ–500	СВ–640/170–24	СВБ–750/211–40
13	ТВВ–800–2	СВ–1160/180–72	СВВ–780/190–32
14	ТВВ–10000–2	СВ–850/190–48	СВФ–990/230–36
15	ТВВ–1000–4	СВ–850/190–40	СВФ–1690/175–64
16	ТВВ–1200–2	СВ–1500/170–96	СВФ–1285/275–42
17	СВФ–1500/130–88	СВ–1225/130–56	ТВФ–60–2
18	СВФ–990/230–36	СВ–1500/200–88	ТВФ–62–2
19	СВФ–1690/175–64	СВ–855/235–32	ТВФ–100–2
20	СВФ–1285/275–42	СВ–1500/175–84	ТВВ–160–2

При выполнении контрольной работы «Расшифровка обозначений типов генераторов» следует пользоваться приведенными далее обозначениями:

а) Турбогенераторы:

турбогенератор	Т
охлаждение – газовое	Г
– водородное	В
– водяное	В
– форсированное	Ф
мощность, МВт	
количество полюсов	

б) Гидрогенераторы:

синхронный генератор	С
исполнение – горизонтальное	Г
– вертикальное	В
капсульный	К
обратимый	О
охлаждение – водяное	В
– форсированное	Ф
наружный диаметр / длина активной стали, см	/
количество полюсов	

1.2. Дать расшифровку обозначений типов двух-, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов, приведенных в табл. 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений типов двухобмоточных трансформаторов

Варианты	Обозначения типов двухобмоточных трансформаторов	
1	2×ТДН–16000/150	ТРДЦН–16000/220
2	ТДЦ–80000/110	2×ТРДН–40000/220
3	2×ТДЦ–125000/110	ТРДЦН–63000/220
4	ТДЦ–200000/110	2×ТРДЦН–100000/220
5	ТДЦ–250000/110	2×ТРДЦН–160000/220
6	2×ТДЦ–400000/110	ТРДЦН–125000/110
7	2×ТМН–6300/110	ТРДН–32000/150
8	ТДН–10000/110	2×ТРДН–63000/150
9	2×ТДН–16000/110	ТРДЦН–63000/220
10	ТДН–16000/150	2×ТРДЦН–80000/110
11	2×ТМН–400/35	ТРДЦН–125000/110
12	ТМ–100/35	2×ТРДЦН–16000/220
13	ТМ–160/35	2×ТРДН–40000/220
14	2×ТМ–250/35	ТРДЦН–63000/220
15	ТДЦ–250000/150	2×ТРДЦН–100000/220
16	ТМН–630/35	2×ТРДЦН–16000/220
17	2×ТМН–1000/35	ТРДН–40000/220
18	ТДЦ–80000/220	2×ТРДЦН–63000/220
19	ТДЦ–125000/220	2×ТРДЦН–100000/220
20	2×ТДЦ–200000/220	ТРДЦН–160000/220

Таблица 1.3 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений типов трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

Варианты	Обозначения типов трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов	
1	2×ТДТН–25000/150	АОДЦТН–267000/750/220
2	2×ТДТН–25000/220	2×АОДЦТН–267000/750/220
3	2×ТДТН–40000/220	2×АОДЦТН–267000/750/220
4	2×ТДТН–63000/110	АОДЦТН–267000/750/220
5	ТМТН–6300/110	АОДЦТН–267000/750/220
6	2×ТДТН–25000/150	АТДЦТН–125000/330/110
7	2×ТДТН–25000/220	АТДЦТН–200000/330/110
8	2×ТДТН–40000/220	АТДЦТН–125000/330/110
9	2×ТДТН–63000/110	АТДЦТН–200000/330/110
10	ТДТН–10000/110	АТДЦТН–250000/330/150
11	ТДТН–16000/110	АТДЦТН–400000/330/150
12	ТДТН–25000/110	АТДЦТН–250000/330/150
13	2×ТДТН–63000/110	АТДЦТН–400000/330/150
14	ТДТН–80000/110	АТДЦТН–240000/330/220
15	ТМТН–6300/35	АОДЦТН–267000/750/220
16	ТДТН–16000/220	АОДЦТН–133000/330/220
17	ТДТН–25000/220	АТДЦТН–240000/330/220
18	ТДТН–40000/220	АОДЦТН–133000/330/220
19	2×ТДТН–63000/110	АТДЦТН–250000/500/110
20	ТДТН–25000/220	АТДЦТН–250000/500/110

При выполнении контрольной работы «Расшифровка обозначений типов двух-, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов» следует пользоваться приведенными далее обозначениями:

Силовые трансформаторы:

автотрансформатор А

число фаз – трехфазный Т

	9
– однофазный	О
с расщепленной обмоткой	Р
охлаждение – естественное воздушное	С
– естественное масляное	М
– масляное с дутьем	Д
– масляное с дутьем и принудительной циркуляцией масла	ДЦ
– масляно-водяное с естественное циркуляцией масла	МВ
– масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла	МВЦ
трехобмоточный	Т
вид переключения ответвлений – выполнение одной из обмоток с	
устройством регулирования под нагрузкой (РПН)	Н
– то же, с автоматическим РПН	АН
особенность исполнения – грозоупорное	Г
– защищенное	З
– усовершенствованное	У
для электрификации железных дорог	Ж(Э)
для собственных нужд электростанций	С
номинальная мощность, кВА / класс напряжения обмоток ВН (для	
автотрансформаторов с обмоткой СН 110 кВ и выше – также класс	
напряжения обмотки СН), кВ	/

1.3. Дать расшифровку обозначений типов регулировочных трансформаторов, источников реактивной мощности (компенсирующих устройств), синхронных двигателей, приведенных в табл. 1.4.

Таблица 1.4 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений типов регулировочных трансформаторов, источников реактивной мощности (компенсирующих устройств), синхронных двигателей

Варианты	Обозначения типов регулировочных трансформаторов, источников реактивной мощности (компенсирующих устройств), синхронных двигателей		
1	ВРТДНУ–240000/35/35	СТК 3×150	КС2–1,05–60
2	ОДЦТНП–92000/150	СТД–4000–2	ЛТДН–100000/35
3	ЛТДН–40000/10	СТК 3×50	КСКГ–1,05–120
4	ЛТМН–16000/10	СТД–5000–2	КСВБ–50–11
5	ЛТЦН–40000/10	СТК 3×150	КС2–1,05–60
6	ВРТДНУ–240000/35/35	СТД–6300–2	ЛТДН–100000/35
7	ОДЦТНП–92000/150	СТК 3×50	КСВБ–50–11
8	ЛТДН–40000/10	СТД–8000–2	КСКГ–1,05–120
9	ЛТМН–16000/10	СТК–250	КСВБО–50–11
10	ЛТДН–40000/10	СТК 3×150	КС2–1,05–60
11	ЛТЦН–40000/10	СТД–10000–2	КСВБО–50–11
12	ВРТДНУ–240000/35/35	СТК–250	КСВБ–160–15
13	ОДЦТНП–92000/150	СТК 3×50	КСКГ–1,05–120
14	ЛТДН–40000/10	СТД–12500–2	КСВБ–160–15
15	ЛТМН–16000/10	СТК 3×100	КС2–1,05–60
16	ЛТДН–40000/10	СТД–10000–2	КСВВ–320–20
17	ЛТЦН–40000/10	СТД–8000–2	КСВБО–100–11
18	ВРТДНУ–240000/35/35	СТК 3×33	КСКГ–1,05–120
19	ОДЦТНП–92000/150	СТД–6300–2	ЛТДН–63000/35
20	ЛТДН–40000/10	СТК 3×100	КС2–1,05–60

При выполнении контрольной работы «Расшифровка обозначений типов регулировочных трансформаторов, источников реактивной мощности (компенсирующих устройств), синхронных двигателей» следует пользоваться приведенными далее обозначениями:

а) Регулировочные трансформаторы:

последовательный регулировочный трансформатор (трансформаторный агрегат)	ВР
линейный регулировочный трансформатор	Л
трехфазный	Т
охлаждение масляное с дутьем и естественной циркуляцией масла	Д
регулирование под нагрузкой	Н
поперечное регулирование	П
исполнение – грозоупорное	Г
– с усиленным вводом	У
номинальная мощность, кВА / класс напряжения, кВ	/

б) Синхронные компенсаторы:

компенсатор	К
синхронный	С
охлаждение водородное	В
возбуждение бесщеточное – неререверсивное (положительное)	Б
– реверсивное (положительное и отрицательное)	БО
номинальная мощность, квар (Мвар)	
номинальное напряжение, кВ	

в) Статические тиристорные компенсаторы:

статический	С
тиристорный	Т
компенсатор	К
номинальная мощность, Мвар	

г) Статические конденсаторы:

конденсатор косинусный	К
------------------------------	---

пропитка синтетическим диэлектриком	С
удвоенная мощность	2
для наружной установки	А
номинальное напряжение, кВ	
номинальная мощность, квар	
<i>д) Синхронные двигатели:</i>	
синхронный	С
трехфазный	Т
двигатель	Д
номинальная мощность, кВт	
количество полюсов ротора	

1.4. Дать расшифровку обозначений типов реакторов, приведенных в табл. 1.5.

Таблица 1.5 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений типов реакторов

Вариант	Обозначения типов реакторов		
	токоограничивающие реакторы	шунтирующие реакторы	заземляющие реакторы
1	РБ–10–400–0,35	РТД–20000–38,5	РЗДСОМ–115–6
2	РБУ–10–400–0,45	РТМ–3800–11	РЗДСОМ–230–6
3	РБГ–10–630–0,25	РТМ–3800–6,6	РЗДСОМ–460–6
4	РБД–10–630–0,40	РТД–20000–38,5	РЗДСОМ–920–6
5	РБДУ–10–630–0,56	РТМ–3800–11	РЗДСОМ–190–10
6	РДБГ–10–1000–0,14	РТМ–3800–6,6	РЗДСОМ–380–6
7	РБНГ–10–1000–0,22	РОДЦ–300000–1200	РЗДСОМ–760–6
8	РБД–10–100–0,28	РОДЦ–110000–787	РЗДСОМ–1520–6
9	РБДУ–10–100–0,35	РОДЦ–60000–525	РЗДСОМ–115–15,75
10	РДБГ–10–1000–0,45	РОДЦ–300000–1200	РЗДСОМ–155–20

Продолжение табл. 1.5

Вариант	Обозначения типов реакторов		
	токоограничивающие реакторы	шунтирующие реакторы	заземляющие реакторы
11	РБНГ–10–1000–0,56	РОДЦ–110000–787	РЗДСОМ–310–35
12	РБС–10–2×630–0,25	РОДЦ–60000–525	РЗДПОМ–480–20
13	РБСУ–10–2×630–0,40	РОД–33300–121	РЗДСОМ–620–35
14	РБСГ–10–2×630–0,56	РОД–30000–38,5	РЗДСОМ–1240–35
15	РБСД–10–2×1000–0,14	РОД–33300–121	РЗДСОМ–115–15,75
16	РБСДУ–10–2×1000–0,22	РОД–30000–38,5	РЗДСОМ–155–20
17	РБСДГ–10–2×1000–0,28	РОМ–1100–11	РЗДСОМ–310–35
18	РБСНГ–10–2×1000–0,35	РОМ–1100–6,6	РЗДПОМ–800–35
19	РБС–10–2×1000–0,56	РОМ–1100–11	РЗДПОМ–120–6
20	РБСУ–10–2×1600–0,14	РОМ–1100–6,6	РЗДПОМ–300–6

При выполнении контрольной работы «Расшифровка обозначений типов реакторов» следует пользоваться приведенными далее обозначениями:

а) Токоограничивающие реакторы 10 кВ:

реактор Р
 охлаждение – естественное воздушное Б
 – воздушное с дутьем БД
 сдвоенный С
 наружной установки Н
 установка фаз – ступенчатая У
 – горизонтальная Г
 класс напряжения, кВ
 номинальный ток, А
 индуктивное сопротивление (для сдвоенных реакторов – индуктивное сопротивление одной ветви), Ом

б) Токоограничивающие реакторы 35 кВ и выше:

реактор Р

	14
токоограничивающий	Т
охлаждение – масляное естественное	М
– дутьевое	Д
трехфазный	Т
однофазный	О
класс напряжения, кВ	
номинальный ток, А	
номинальная реактивность, %	
<i>в) Шунтирующие реакторы:</i>	
реактор	Р
токоограничивающий	Т
трехфазный	Т
однофазный	О
охлаждение – естественная циркуляция воздуха и масла	М
– принудительная циркуляция воздуха и естественная масла	Д
– принудительная циркуляция воздуха и масла	ДЦ
грозоупорный	Г
с отбором мощности по трансформаторной схеме	А
номинальная мощность, кВт	
класс напряжения, кВ	
<i>г) Заземляющие реакторы:</i>	
реактор	Р
заземляющий дугогасящий	ЗД
ступенчатое регулирование с помощью устройства ПБВ	С
плавное регулирование путем изменения зазора	П
однофазный	О
маслянный	М
мощность при наибольшем рабочем напряжении, кВА	
класс напряжения, кВ	

1.5. Дать расшифровку обозначений марок проводов и типов опор воздушных линий, приведенных в табл. 1.6 и 1.7.

Таблица 1.6 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений марок проводов воздушных линий

Варианты	Обозначения марок проводов воздушных линий		
1	АС–70/11	5×АС–240/56	2(2×АС–240/32)
2	АС–95/16	5×АС–300/66	2(2×АСК–300/39)
3	АС–120/19	5×АС–400/51	2×АСКС–400/51
4	АС–150/24	4×АС–400/93	2×АСКП–500/64
5	АС–185/29	4×АС–500/64	2(2×АС–240/32)
6	АС–240/32	5×АСК–240/56	2(2×АСК–300/39)
7	АСК–70/11	5×АСК–300/66	2×АСКС–400/51
8	АСК–95/24	5×АСК–400/51	2×АСКП–500/64
9	АСК–120/19	4×АСК–400/93	2×АСКС–400/51
10	АСК–150/24	4×АСК–500/64	2×АСКП–500/64
11	АСК–185/29	5×АСКС–240/56	2(2×АСК–300/39)
12	АСК–240/32	5×АСКС–300/66	2×АСКС–400/51
13	АСКП–70/11	5×АСКС–400/51	2(3×АСК–300/66)
14	АСКП–95/24	4×АСКС–400/93	2(3×АСКП–330/43)
15	АСКП–120/19	4×АСКС–500/64	3×АСКС–400/51
16	АСКП–150/24	5×АСКП–240/56	3×АС–500/64
17	АСКП–185/29	5×АСКП–300/66	2(3×АСК–300/66)
18	АСКП–240/32	5×АСКП–400/51	2(3×АСКП–330/43)
19	АСКС–70/11	4×АСКП–400/93	3×АСКС–400/51
20	АСКС–95/24	4×АСКП–500/64	3×АС–500/64

Таблица 1.7 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений типов опор и марок проводов воздушных линий

Варианты	Обозначения типов опор и марок проводов воздушных линий		
1	П-1Ц-ЖБ-С	5×АС-240/56	АСКП-95/24
2	АУ-1Ц-ЖБ-С	5×АС-300/66	АСКП-120/19
3	П-1Ц-Д-С	5×АС-400/51	АСКП-150/24
4	А-1Ц-Д-С	4×АС-400/93	АСКП-185/29
5	П-1Ц-СТ-С	4×АС-500/64	АСКП-240/32
6	П-2Ц-СТ-С	5×АСК-240/56	АСКС-70/11
7	АУ-1Ц-СТ-С	5×АСК-300/66	АСКС-95/24
8	АУ-2Ц-СТ-С	5×АСК-400/51	АСК-150/24
9	П-1Ц-СТ-О	4×АСК-400/93	АСК-185/29
10	П-2Ц-ЖБ-С	АС-70/11	АСК-240/32
11	П-1Ц-ЖБ-С	АС-95/16	2(2×АС-240/32)
12	АУ-1Ц-ЖБ-С	АС-120/19	2(2×АСК-300/39)
13	П-1Ц-Д-С	5×АС-400/51	АСКП-70/11
14	А-1Ц-Д-С	4×АС-400/93	АСКП-95/24
15	П-1Ц-СТ-С	АСКП-95/24	2(2×АС-240/32)
16	П-2Ц-СТ-С	АСКП-120/19	2(2×АСК-300/39)
17	АУ-1Ц-СТ-С	АСКП-150/24	2×АСКС-400/51
18	АУ-2Ц-СТ-С	АСКП-185/29	2×АСКП-500/64
19	П-1Ц-ЖБ-С	АСКП-240/32	2×АСКС-400/51
20	АУ-1Ц-ЖБ-С	АСКС-70/11	2×АСКП-500/64

При выполнении контрольной работы «Расшифровка обозначений марок проводов и типов опор воздушных линий» следует пользоваться приведенными далее обозначениями:

а) провода воздушных линий:

провод из алюминиевых проволок А

провод из алюминиевых проволок и стального сердечника АС

провод марки АС, у которого стальной сердечник покрыт смазкой

повышенной теплостойкости и изолирован пленкой, АСК
 провод из проволок нетермообработанного алюминиевого сплава АН
 провод из проволок термообработанного алюминиевого сплава АЖ
 провод марки АСК, у которого межпроводочное пространство
 заполнено смазкой, АСКП, АСКС
 сечение алюминиевой части / стального сердечника, мм² /

б) опоры воздушных линий:

типы – промежуточная П
 – анкерная А
 – анкерно-угловая АУ
 количество цепей – одноцепная 1Ц
 – двухцепная 2Ц
 материал – стальная Ст
 – железобетонная ЖБ
 – деревянная Д
 конструкция – свободностоящая С
 – на оттяжках О

1.6. Дать расшифровку обозначений марок кабелей с пластмассовой изоляцией и кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой, приведенных в табл. 1.8.

Таблица 1.8 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений марок кабелей с пластмассовой изоляцией и кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой

Варианты	Обозначения марок кабелей с пластмассовой изоляцией и кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой		
1	АВАШв-3×70+1×25	ААБ2лШв-3×240	АСБ2лГ-4×150
2	АВБбШп-3×70	ААБ2л-3×70+1×25	АСБ2лШв-4×120
3	АВВБГ-3×95	ААБ2лШп-4×95	АСБлГ-3×70+1×35
4	АВВГ-3×95+1×35	ААБв-3×150	АСБ2лШв-4×70
5	АВВГ-3×120	ААБл-3×95+1×35	АСГ-4×150
6	АВРБ-4×70	ААП2л-3×150	АСКл-3×70+1×35
7	АВРБГ-3×120+1×50	ААП2лШв-4×120	АСШв-3×95
8	АВРГ-4×95	ААПл-3×70	АСБ2лШв-3×95+1×35
9	АНРБ-4×150	ААШв-3×70+1×25	СГ-3×70
10	АНРБГ-4×185	ААШп-3×70+1×35	СКл-3×150
11	АНРГ-3×150+1×50	ААШпс-3×120	АСБ2л-4×150
12	АПАШв-3×240	АСБ-3×70+1×35	ААБ2лШв-4×95
13	АПБбШв-4×120	АСБ2л-3×50	ААБ2л-3×120+1×35
14	АПвБбШв-3×185+1×70	АСБ2л-3×70	ААБ2лШп-4×120
15	АПвВГ-4×150	АСБ2лШв-3×70	ААБв-3×150+1×50
16	АПвВГ-3×240+1×70	АСБл-3×120	ААБл-4×150
17	АПВГ-3×95	АСП2л-3×70+1×25	ААП2л-4×120
18	АПВГ-3×120	АСПл-4×95	АСБ2л-3×70+1×35
19	АПвПБ-3×70+1×25	ААБ2лШв-4×240	ОСК-3×150
20	АПвПбШв-3×150	ААБвГ-3×120+1×35	АСБ2лШв-4×95

При выполнении контрольной работы «Расшифровка обозначений марок кабелей с пластмассовой изоляцией и кабелей с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой» следует пользоваться приведенными далее обозначениями:

а) Кабели с пластмассовой изоляцией:

жила – медная (без обозначения)	
– алюминиевая	А
оболочка из полиэтилена, самозатухающего и вулканизированного	
пластиката, алюминия	П, П _с , П _в , В, А
бронированный	Б _б
без наружного покрова	Г
шлаг из поливинилхлоридного пластиката	Ш _в
$n_{\text{ф жил}} \times F_{\text{ф жил}} + n_{0 \text{ жилы}} \times F_{0 \text{ жилы}}, \text{ шт.} \times \text{мм}^2$	

б) Кабели с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой:

изоляция – обыкновенная (без обозначения)	
– пропитанная нестикающим составом	Ц
жила – медная (без обозначения)	
– алюминиевая	А
жилы изолированы – совместно (без обозначения)	
– отдельно	О
оболочка – свинцовая	С
– алюминиевая	А

Остальные индексы в наименовании марки кабеля указывают на типы защитных покровов, состоящих

1) из *внутреннего покрова* (подушки), не имеющего индекса при самой простой конструкции и имеющего индексы при добавлении в конструкцию подушки дополнительных элементов, а именно:

лент поливинилхлоридных, полиамидных или других равноценных	
в 1 слой	Л
то же, в несколько слоев	2Л
выпрессованного полиэтиленового защитного шланга	П

защитного шланга из кассполена пс

то же, поливинилхлоридного в

подушка отсутствует б

2) брони из – стальных лент Б

– стальных оцинкованных плоских проволок П

– стальных оцинкованных круглых проволок К

3) из *наружного покрова*, не имеющего индекса при самой простой конструкции и имеющего индексы при добавлении в конструкцию покрова дополнительных элементов, а именно:

негорючего состава Н

лент поливинилхлоридных, полиамидных или других равноценных и

полиэтиленового защитного шланга Шп

то же, но поливинилхлоридного защитного шланга Шв

наружный покров отсутствует Г

4) кабели с бумажной изоляцией и вязкой пропиткой, имеющие

повышенную температуру нагрева жил, У

$n_{\text{ф жил}} \times F_{\text{ф жил}} + n_{0 \text{ жилы}} \times F_{0 \text{ жилы}}, \text{ шт.} \times \text{мм}^2$

1.7. Дать расшифровку обозначений марок кабелей со СПЭ-изоляцией, приведенных в табл. 1.9.

Таблица 1.9 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений марок кабелей со СПЭ-изоляцией

Варианты	Обозначения марок кабелей со СПЭ-изоляцией	
1	АПвЭгП–10 1×50/35	АПвЭгП–64/110 1×150/50
2	АПвЭАкВ–10 1×70/35	АПвЭП–64/110 1×185/50
3	АПвЭАкП–10 1×95/50	ПвЭП–64/110 1×240/70
4	АПвЭБВ–10 1×120/50	АПвЭВ–64/110 1×300/70
5	АПвЭБП–10 1×150/70	ПвЭВ–64/110 1×350/95
6	АПвЭВ–10 1×185/70	АПвЭгП–64/110 1×400/95
7	АПвЭгаП–10 1×240/95	ПвЭгП–64/110 1×500/120
8	АПвЭгП–10 1×300/95	АПвЭгаП–64/110 1×630/120
9	АПвЭКВ–20 1×400/120	ПвЭгаП–64/110 1×800/150
10	АПвЭКП–20 1×500/120	АПвЭгП–64/110 1×150/50
11	АПвЭП–20 1×630/150	АПвЭП–64/110 1×185/50
12	ПвЭАкВ–20 1×800/150	ПвЭП–64/110 1×240/70
13	ПвЭАкП–20 1×150/70	АПвЭВ–64/110 1×300/70
14	ПвЭБВ–20 1×185/70	ПвЭВ–64/110 1×350/95
15	ПвЭБП–20 1×240/95	АПвЭгП–64/110 1×400/95
16	ПвЭВ–35 1×300/95	ПвЭгП–64/110 1×500/120
17	ПвЭгаП–35 1×400/120	АПвЭгаП–64/110 1×630/120
18	ПвЭгП–35 1×500/120	ПвЭгаП–64/110 1×800/150
19	ПвЭКВ–35 1×630/150	АПвЭгП–64/110 1×150/50
20	ПвЭКП–35 1×800/150	АПвЭП–64/110 1×185/50

При выполнении контрольной работы «Расшифровка обозначений марок кабелей со СПЭ-изоляцией» следует пользоваться приведенными далее обозначениями:

а) Кабели со СПЭ-изоляцией напряжением от 6 до 35 кВ:

число кабелей – один одножильный или трехжильный кабель

(без обозначения)

– три одножильных кабеля, скрученных вместе, 3×
токопроводящая жила – медная (без обозначения)

– алюминиевая А

изоляция из сшитого полиэтилена Пв

медный экран по изолированной жиле Э

общий медный экран сердечника трехжильных кабелей Эо

продольная герметизация экрана водонабухающими лентами г

продольная и поперечная герметизация экрана водонабухающими

материалами и алюмополимерной лентой га

броня из – стальных лент Б

– круглых стальных проволок К

– алюминиевых круглых проволок Ак

наружная оболочка из – полиэтилена или сополимера полиэтилена П

– полиэтилена усиленная Пу

– ПВХ пластиката В

– ПВХ пластиката, не распространяющего горение Внг

– ПВХ пластиката, не распространяющего горение и с низким

выделением дыма и коррозионноактивных газов Внгд

Пример обозначения.

«Кабель АПвЭгП–10 1×150/25 ТУ У 31.3–00214534–017–2003»:

А – алюминиевая токопроводящая жила; Пв – изоляция из сшитого полиэтилена; Эг – экран из медных лент с продольной герметизацией; П – наружная оболочка из полиэтилена; 10 – номинальное линейное напряжение, кВ; 1 – число жил; 150 – номинальное сечение токопроводящей жилы, мм²;

25 – номинальное сечение экрана, мм²; ТУ У 31.3–00214534–017–2003 – обозначение технических условий.

б) Кабели со СПЭ-изоляцией напряжением 110 кВ:

Токопроводящая жила – медная (без обозначения)
 – алюминиевая А
 изоляция из сшитого полиэтилена Пв
 медный экран по изолированной жиле Э
 продольная герметизация экрана водонабухающими лентами Г
 продольная и поперечная герметизация экрана водонабухающими
 материалами и алюмополимерной лентой га
 наружная оболочка из – полиэтилена или сополимера полиэтилена П
 – полиэтилена усиленная Пу
 – ПВХ пластиката В
 – ПВХ пластиката, не распространяющего горение Внг
 – ПВХ пластиката, не распространяющего горение и с низким
 выделением дыма и коррозионноактивных газов Внгд

Пример обозначения.

«Кабель АПвЭгП–64/110 1×150/50 ТУ У 31.3–00214534–022–2003»:

А – алюминиевая токопроводящая жила; Пв – изоляция из сшитого полиэтилена; Эг – экран из медных лент с продольной герметизацией; П – наружная оболочка из полиэтилена; 64/110 – номинальное линейное напряжение, кВ; 1 – число жил; 150 – номинальное сечение токопроводящей жилы, мм²; 50 – номинальное сечение экрана, мм²; ТУ У 31.3–00214534–022–2003 – обозначение технических условий.

1.7. Дать расшифровку обозначений элементов электрической сети, приведенных в табл. 1.10.

Таблица 1.10 – Исходные данные к заданию по расшифровке обозначений элементов электрической сети

Вариант	Обозначения элементов электрической сети	
1	2×ТРДЦН–16000/220	АТДЦТН–125000/330/110
	2(5×АСК–300/66)	2(АСКП–500/64)
2	2×ТРДН–40000/220	АТДЦТН–200000/330/110
	5×АСКП–300/66	2(АС–500/64)
3	2×ТРДЦН–63000/220	АТДЦТН–125000/330/110
	5×АСКА–400/51	2(АСК–300/39)
4	2×ТРДЦН–100000/220	АТДЦТН–200000/330/110
	4×АСК–400/93	2(АСКС–300/39)
5	2×ТРДЦН–160000/220	АТДЦТН–250000/330/150
	4×АСКП–500/64	2(АСКП–300/39)
6	2×ТДН–16000/110	АТДЦТН–400000/330/150
	2(2×АС–240/32)	АСК–185/29
7	2×ТРДН–25000/110	АТДЦТН–250000/330/150
	2(2×АСК–300/39)	АСКС–240/32
8	2×ТРДН–40000/110	АТДЦТН–400000/330/150
	2×АСКС–400/51	2(АСК–120/19)
9	2×ТРДН–63000/110	АТДЦТН–240000/330/220
	2×АСКП–500/64	2(АСК–150/24)
10	2×ТДН–16000/150	АОДЦТН–133000/330/220
	4×АСК–400/93	2(АСК–120/19)
11	2×ТРДН–32000/150	АТДЦТН–240000/330/220
	АСК–185/29	2(АСК–120/19)
12	2×ТРДН–63000/150	АОДЦТН–133000/330/220
	АСКС–240/32	2(АСК–150/29)

Продолжение табл. 1.10

Вариант	Обозначения элементов электрической сети	
13	2×ТДТН–25000/150	АТДЦТН–250000/500/110
	2(АСК–120/19)	2(АС–240/32)
14	2×ТРДЦН–63000/220	АТДЦТН–250000/500/110
	2(АСК–150/24)	2(АСК–300/39)
15	2×ТДТН–25000/220	2×АТДЦТН–250000/500/110
	2(5×АСК–300/66)	АСКП–400/51
16	2×ТДТН–40000/220	2×АТДЦТН–250000/500/110
	5×АСКП–300/66	АСКС–500/64
17	2×ТРДЦН–80000/110	АТДЦТН–500000/500/220
	5×АСКА–400/51	2(АС–240/32)
18	2×ТРДЦН–125000/110	АТДЦТН–500000/500/220
	4×АСК–400/93	2(АСК–240/32)
19	2×ТДТН–63000/110	2×АТДЦТН–500000/500/220
	4×АСКП–500/64	2(АСКС–240/32)
20	2×ТРДЦН–16000/220	2×АТДЦТН–500000/500/220
	2(2×АС–240/32)	2(АСКП–500/64)
21	2×ТРДН–40000/220	АОДЦТН–267000/500/220
	2(2×АСК–300/39)	2(АС–500/64)
22	2×ТРДЦН–63000/220	АОДЦТН–267000/500/220
	2×АСКС–400/51	2(АСК–300/39)
23	2×ТРДЦН–100000/220	2×АОДЦТН–167000/500/220
	2×АСКП–500/64	2(АСКС–300/39)
24	2×ТРДЦН–160000/220	2×АОДЦТН–167000/500/220
	2(2×АС–240/32)	2(АСКП–300/39)
25	2×ТДТН–63000/110	АОДЦТН–267000/750/220
	2(5×АСК–300/66)	2(АСК–120/19)
26	2(5×АСК–300/66)	2(АСКП–500/64)
	АОДЦТН–267000/750/220	2×ТДН–16000/110

Продолжение табл. 1.10

Вариант	Обозначения элементов электрической сети	
27	5×АСКП–300/66	2(АС–500/64)
	2×АОДЦТН–267000/750/220	2×ТРДН–25000/110
28	5×АСКА–400/51	2(АСК–300/39)
	2×АОДЦТН–267000/750/220	2×ТРДН–40000/110
29	4×АСК–400/93	2(АСКС–300/39)
	АОДЦТН–267000/750/220	2×ТРДН–63000/110
30	4×АСКП–500/64	2(АСКП–300/39)
	АОДЦТН–267000/750/220	2×ТДН–16000/150
31	2(2×АС–240/32)	АСК–185/29
	АТДЦТН–125000/330/110	2×ТРДН–32000/150
32	2(2×АСК–300/39)	АСКС–240/32
	АТДЦТН–200000/330/110	2×ТРДН–63000/150
33	2×АСКС–400/51	2(АСК–120/19)
	АТДЦТН–125000/330/110	2×ТДТН–25000/150
34	2×АСКП–500/64	АТДЦТН–200000/330/110
	АТДЦТН–200000/330/110	2×ТРДН–40000/220
35	2(2×АС–240/32)	АСК–185/29
	АТДЦТН–250000/330/150	2×ТРДЦН–63000/220
36	АСК–185/29	2(АСК–120/19)
	АТДЦТН–400000/330/150	2×ТДТН–25000/220
37	АСКС–240/32	2(АСК–150/29)
	АТДЦТН–250000/330/150	2×ТДТН–40000/220
38	2(АСК–120/19)	2(АС–240/32)
	АТДЦТН–400000/330/150	2×ТРДЦН–80000/110
39	2(АСК–150/24)	2(АСК–300/39)
	АТДЦТН–240000/330/220	2×ТРДЦН–125000/110
40	2(5×АСК–300/66)	АСКП–400/51
	АОДЦТН–267000/750/220	2×ТДТН–63000/110

2. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ПОСТРОЕНИЕ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ УЗЛА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»

2.1. Исходные данные для выполнения контрольной работы «Построение суточных графиков нагрузки потребителей узла электрической сети»

Построить суточные графики нагрузки потребителей узла электрической сети на основе исходных данных, приведенных в табл. 2.1.

Построение суточных графиков нагрузки потребителей узла электрической включает:

- построение фактического суточного графика нагрузки потребителей;
- построение суточного графика нагрузки по продолжительности и определение его показателей;
- построение суточного квадратичного графика нагрузки по продолжительности и определение его показателей.

Таблица 2.1 – Исходные данные для построения суточных графиков нагрузки потребителей узла электрической сети

Варианты	$P_{\text{нб}},$ МВт	Значения электрической нагрузки, %, для часов					
		0–2	2–4	4–6	6–8	8–10	10–12
1	10	10	10	10	30	30	20
2	15	20	20	20	100	100	100
3	20	20	20	20	20	40	40
4	25	10	10	10	80	80	80
5	30	30	30	30	30	45	45
6	25	20	20	50	50	100	100
7	20	10	10	10	10	30	30
8	15	30	30	60	60	80	80
9	10	20	20	20	30	40	40
10	15	30	30	30	80	100	100
11	20	30	30	30	50	50	40
12	25	20	20	40	80	100	100
13	30	10	10	10	30	30	20
14	25	20	20	20	100	100	100
15	20	20	20	20	20	40	40
16	15	10	10	10	80	80	80
17	10	30	30	30	30	45	45
18	15	20	20	50	50	100	100
19	20	10	10	10	10	30	30
20	25	30	30	60	60	80	80
21	30	20	20	20	30	40	40
22	25	30	30	30	80	100	100
23	20	30	30	30	50	50	40
24	15	20	20	40	80	100	100
25	10	10	10	10	30	30	20

Продолжение табл. 2.1

Варианты	$P_{\text{нб}}$, МВт	Значения электрической нагрузки, %, для часов					
		12–14	14–16	16–18	18–20	20–22	22–24
1	10	20	20	100	100	100	10
2	15	90	90	20	20	20	20
3	20	20	20	100	100	40	20
4	25	100	100	20	20	20	10
5	30	45	100	100	100	100	30
6	25	100	40	40	40	20	20
7	20	20	20	20	100	100	10
8	15	100	100	40	40	40	30
9	10	30	30	100	100	100	20
10	15	100	100	60	60	30	30
11	20	40	40	100	100	70	30
12	25	100	100	50	50	20	20
13	30	20	20	100	100	100	10
14	25	90	90	20	20	20	20
15	20	20	20	100	100	40	20
16	15	100	100	20	20	20	10
17	10	45	100	100	100	100	30
18	15	100	40	40	40	20	20
19	20	20	20	20	100	100	10
20	25	100	100	40	40	40	30
21	30	30	30	100	100	100	20
22	25	100	100	60	60	30	30
23	20	40	40	100	100	70	30
24	15	100	100	50	50	20	20
25	10	20	20	100	100	100	10

2.2. Пример выполнения контрольной работы «Построение суточных графиков нагрузки потребителей узла электрической сети»

Выполнение задания для построения суточных графиков нагрузки потребителей узла электрической включает:

- построение фактического суточного графика нагрузки потребителей;
- построение суточного графика нагрузки по продолжительности;
- построение суточного квадратичного графика нагрузки по продолжительности.

Исходные данные для построения суточных графиков нагрузки потребителей узла электрической сети приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2 – Исходные данные для построения суточных графиков нагрузки потребителей узла электрической сети ($P_{нб} = 15 \text{ МВт}$)

Значения электрической нагрузки, %, для часов					
0–2	2–4	4–6	6–8	8–10	10–12
10	10	15	30	25	20

Продолжение табл. 2.2

Значения электрической нагрузки, %, для часов					
12–14	14–16	16–18	18–20	20–22	22–24
20	40	100	100	100	10

Построение графиков электрических нагрузок выполняется в следующей последовательности:

По исходным данным строится в относительных единицах фактический суточный график нагрузки потребителя (рис. 2.1).

Типовой суточный график нагрузки потребителей задан ступенчатым, где наибольшая возможная за сутки нагрузка $P_{нб}$ принимается за 100 %, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени суток.

По заданному в табл. 2.2 значению $P_{нб}$ потребителя для построенного графика указываются значения ступеней в именованных единицах, используя для каждой ступени графика соотношение

$$P_{ст} = p P_{нб} / 100,$$

где p – ордината соответствующей ступени типового графика, %.

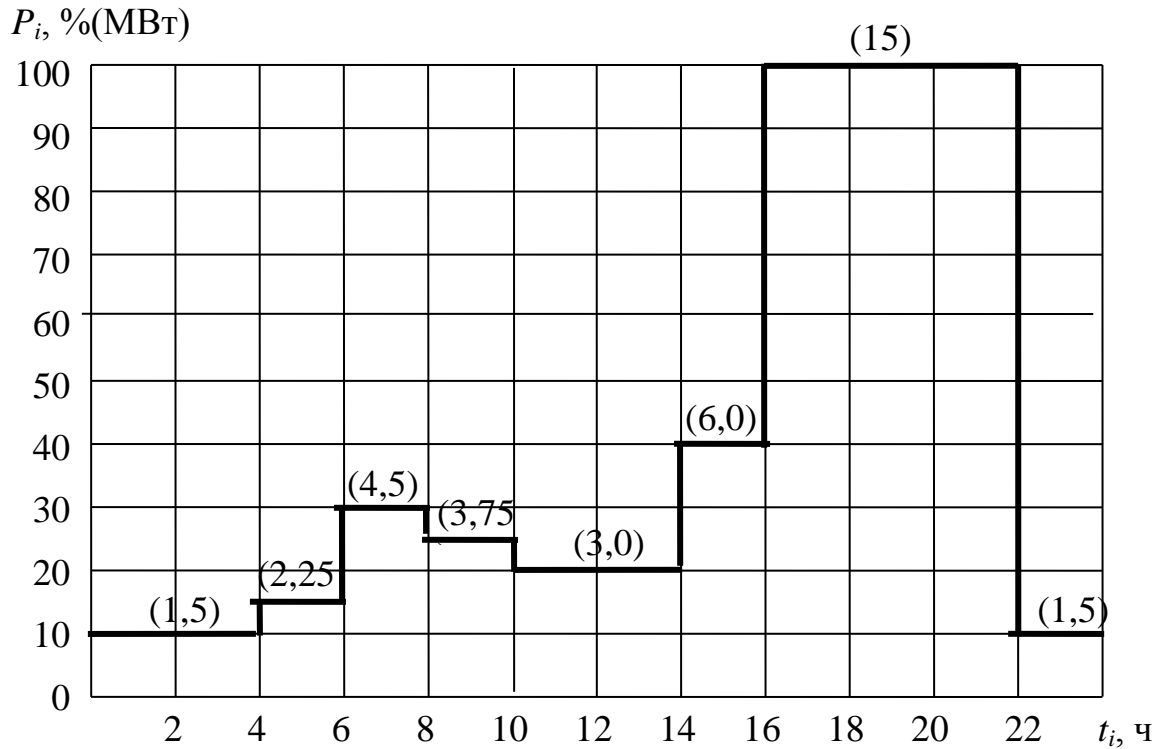


Рисунок 2.1 – Суточный график нагрузки потребителя

Суточный график нагрузки по продолжительности, показывающий длительность работы узла электрической сети в течение суток с различными нагрузками, строится откладыванием по оси ординат нагрузки узла P_i , в порядке убывания ее значения от $P_{нб}$ до $P_{нм}$, а по оси абсцисс – длительности существования соответствующей нагрузки $T_{нагр\ i}$ в часах – от 0 до 24 часов (рис. 2.2).

Для построенного суточного графика нагрузки по продолжительности определяются показатели:

– суточное количество электроэнергии, МВт·ч

$$W_{сут} = \sum P_i \cdot t_i = 15 \cdot 6 + 6 \cdot 2 + 4,5 \cdot 2 + 3,75 \cdot 2 + 3 \cdot 4 + 2,25 \cdot 2 + 1,5 \cdot 6 = 144 \text{ МВт·ч};$$

– наибольшая и наименьшая нагрузки, МВт

$$P_{\text{нб}} = 15 \text{ МВт}; P_{\text{нм}} = 1,5 \text{ МВт};$$

– средняя нагрузка, МВт

$$P_{\text{ср}} = W_{\text{сут}} / T_{\text{сут}} = 144 / 24 = 6 \text{ МВт}.$$

где $T_{\text{сут}} = 24 \text{ ч}$;

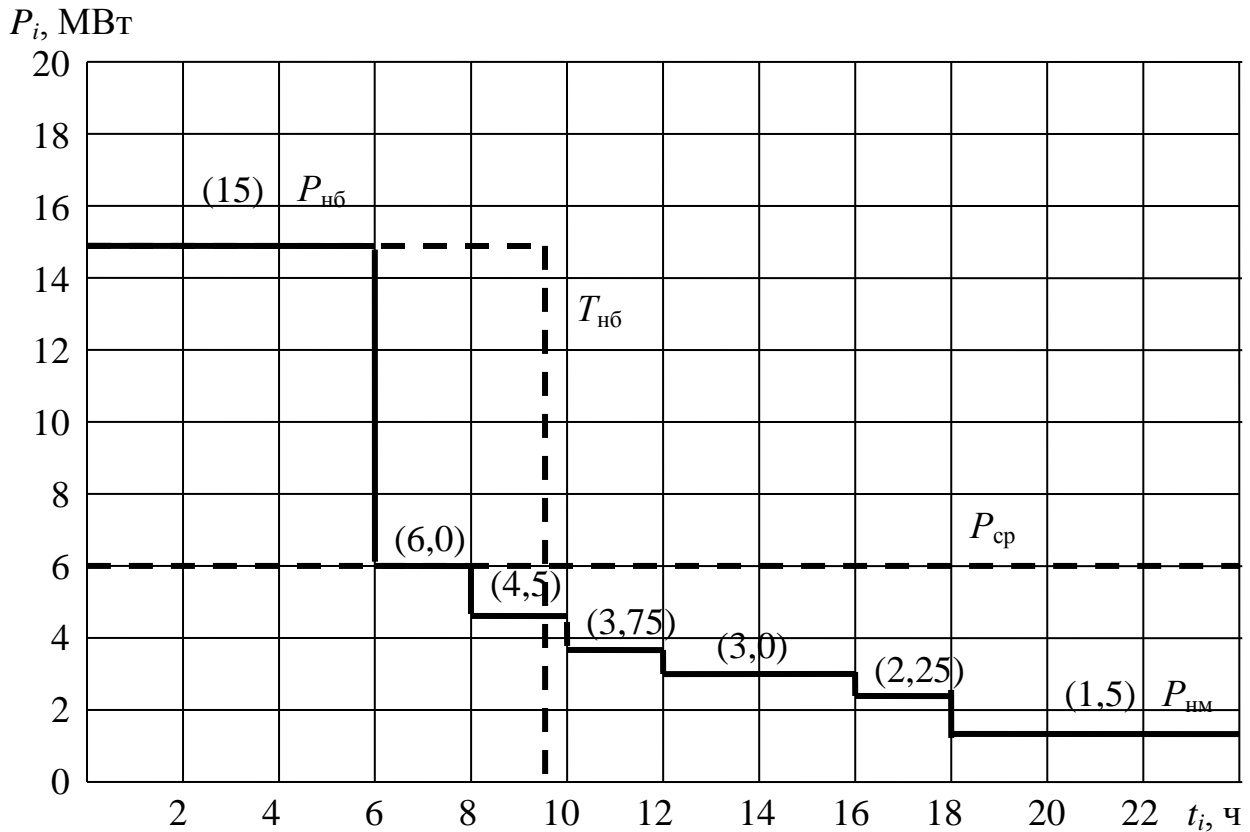


Рисунок 2.2 – Суточный график нагрузки по продолжительности

– число часов использования наибольшей нагрузки, ч

$$T_{\text{нб}} = W_{\text{сут}} / P_{\text{нб}} = 144 / 15 = 9,6 \text{ ч};$$

– коэффициент неравномерности графика нагрузки, отн. ед.

$$\alpha_{\text{сут}} = P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}} = 1,5 / 15 = 0,1 \text{ отн. ед.};$$

– коэффициент заполнения графика нагрузки

$$\beta_{\text{сут}} = P_{\text{ср}} / P_{\text{нб}} = 6 / 15 = 0,4 \text{ о.е.}$$

Полученные значения $P_{\text{нб}}$, $P_{\text{нм}}$, $P_{\text{ср}}$, $T_{\text{нб}}$ наносятся на суточный график нагрузки по продолжительности.

Суточный квадратичный график нагрузки по продолжительности строится на основе суточного графика нагрузки по продолжительности откладыванием по оси ординат возведенной в квадрат нагрузки узла P_i^2 , в порядке убывания ее значения от $P_{нб}^2$ до $P_{нм}^2$, а по оси абсцисс – длительности существования соответствующей нагрузки $T_{нагр\ i}$ в часах – от 0 до 24 часов (рис. 2.3).

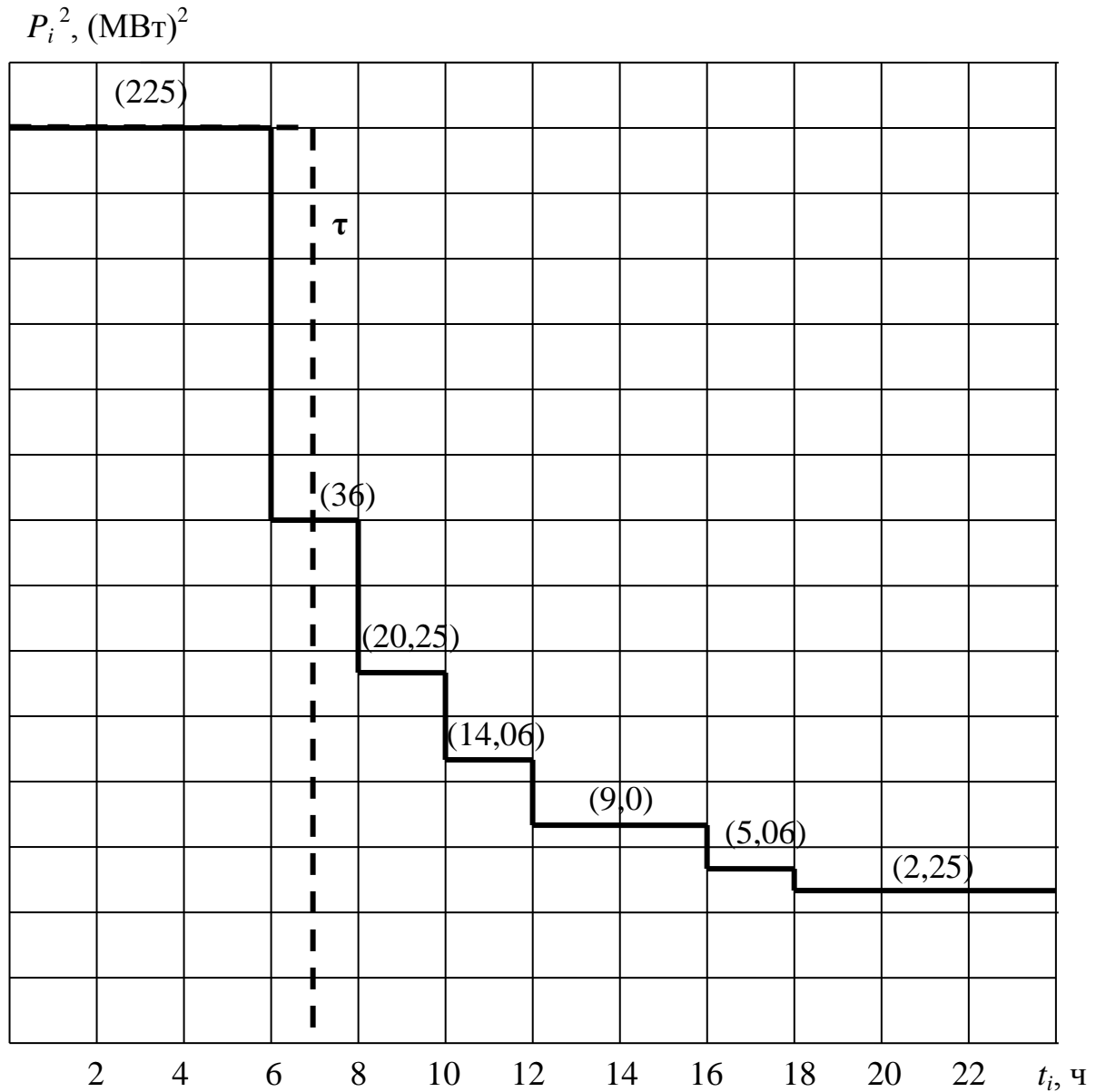


Рисунок 2.3 – Суточный квадратичный график нагрузки по продолжительности

Для построенного суточного квадратичного графика нагрузки по продолжительности определяются показатели:

– число часов наибольших потерь, ч

$$\tau = \sum(P_i^2 t_i) / P_{\text{нб}}^2 =$$

$$= (15^2 \cdot 6 + 6^2 \cdot 2 + 4,5^2 \cdot 2 + 3,75^2 \cdot 2 + 3^2 \cdot 4 + 2,25^2 \cdot 2 + 1,5^2 \cdot 6) / 15^2 = 6,9 \text{ ч.}$$

Полученное значение τ наносится на суточный квадратичный график нагрузки по продолжительности.

3. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ПОСТРОЕНИЕ ГОДОВЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ УЗЛА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»

3.1. Исходные данные для выполнения контрольной работы «Построение годовых графиков нагрузки потребителей узла электрической сети»

Построить годовые графики нагрузки потребителей узла электрической сети на основе исходных данных, приведенных в табл. 3.1.

Построение годовых графиков нагрузки потребителей узла электрической включает:

- построение фактического годового графика нагрузки потребителей;
- построение годового графика нагрузки по продолжительности и определение его показателей;
- построение годового квадратичного графика нагрузки по продолжительности и определение его показателей.

Таблица 3.1 – Исходные данные для построения годовых графиков нагрузки потребителей узла электрической сети

Варианты	$P_{нб},$ МВт	Значения электрической нагрузки, %, для месяцев											
		I	II	III	IV	V	VI	VII	VII I	IX	X	XI	XII
1	10	100	90	80	70	60	50	40	50	60	70	90	100
2	15	100	80	60	50	40	30	50	60	70	80	90	100
3	20	100	90	70	50	30	40	60	70	80	90	100	100
4	25	100	100	90	80	70	60	50	60	70	80	90	100
5	30	100	90	80	60	50	30	40	50	60	70	80	100
6	10	100	90	80	70	60	50	40	50	60	70	90	100
7	15	100	80	60	50	40	30	50	60	70	80	90	100
8	20	100	90	70	50	30	40	60	70	80	90	100	100
9	25	100	100	90	80	70	60	50	60	70	80	90	100
10	30	100	90	80	60	50	30	40	50	60	70	80	100
11	25	100	90	80	70	60	50	40	50	60	70	90	100
12	20	100	80	60	50	40	30	50	60	70	80	90	100
13	15	100	90	70	50	30	40	60	70	80	90	100	100
14	10	100	100	90	80	70	60	50	60	70	80	90	100
15	15	100	90	80	60	50	30	40	50	60	70	80	100
16	20	100	90	80	70	60	50	40	50	60	70	90	100
17	25	100	80	60	50	40	30	50	60	70	80	90	100
18	30	100	90	70	50	30	40	60	70	80	90	100	100
19	25	100	100	90	80	70	60	50	60	70	80	90	100
20	20	100	90	80	60	50	30	40	50	60	70	80	100
21	15	100	90	80	70	60	50	40	50	60	70	90	100
22	10	100	80	60	50	40	30	50	60	70	80	90	100
23	15	100	90	70	50	30	40	60	70	80	90	100	100
24	20	100	100	90	80	70	60	50	60	70	80	90	100
25	25	100	90	80	60	50	30	40	50	60	70	80	100

3.2. Пример выполнения контрольной работы «Построение годовых графиков нагрузки потребителей узла электрической сети»

Выполнение задания по построению годовых графиков нагрузки потребителей узла электрической включает:

- построение фактического годового графика нагрузки потребителей;
- построение годового графика нагрузки по продолжительности;
- построение годового квадратичного графика нагрузки по продолжительности.

Исходные данные для построения годовых графиков нагрузки потребителей узла электрической сети приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2 – Исходные данные для построения годовых графиков нагрузки потребителей узла электрической сети ($P_{нб} = 20 \text{ МВт}$)

Значения электрической нагрузки, %, для месяцев											
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
100	90	70	60	50	40	30	50	60	80	90	100

Построение графиков электрических нагрузок выполняется в следующей последовательности:

По исходным данным строится в относительных единицах фактический годовой график нагрузки потребителя (рис. 3.1).

Типовой годовой график нагрузки потребителей задан ступенчатым, где наибольшая возможная за год нагрузка $P_{нб}$ принимается за 100 %, а остальные ступени графика показывают относительное значение нагрузки для данного времени года.

По заданному в табл. 3.1 значению $P_{нб}$ потребителя для построенного графика указываются значения ступеней в именованных единицах, используя для каждой ступени графика соотношение

$$P_{ст} = p \cdot P_{нб} / 100,$$

где p – ордината соответствующей ступени типового графика, %.

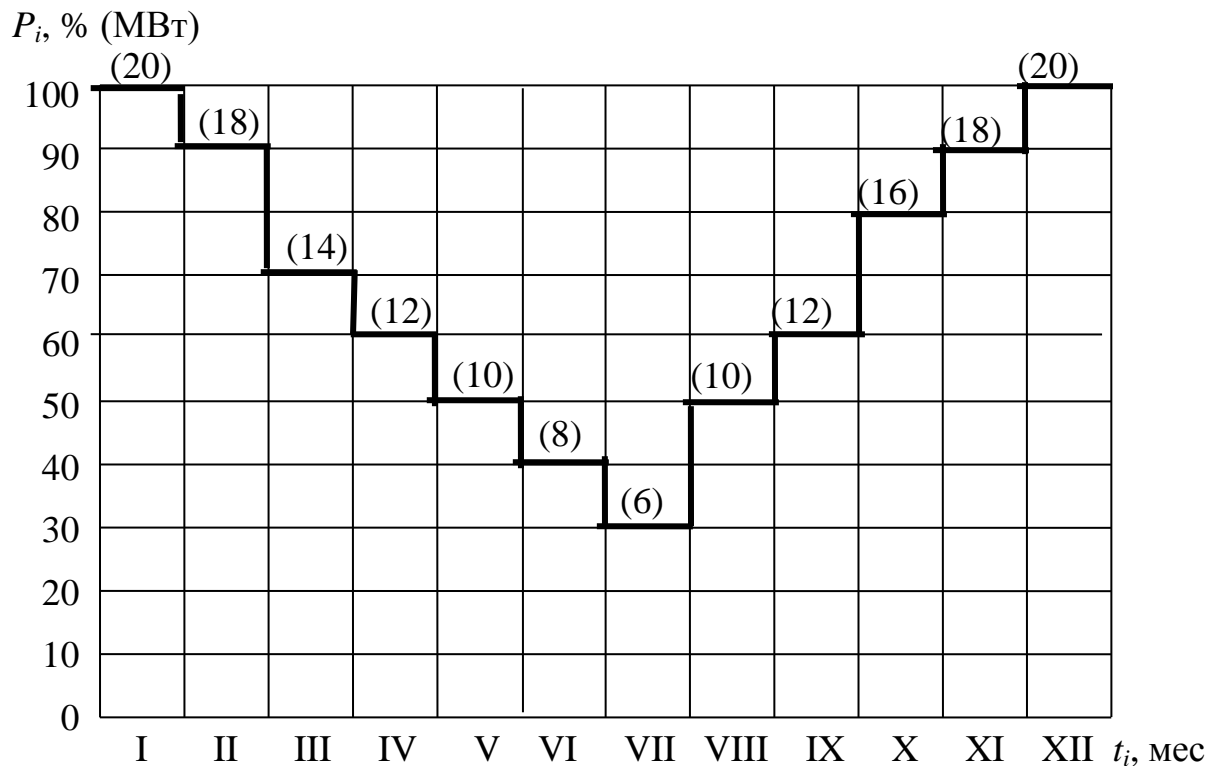


Рисунок 3.1 – Годовой график нагрузки потребителя

Годовой график нагрузки по продолжительности (рис. 3.2), показывающий длительность работы узла электрической сети в течение года с различными нагрузками, строится откладыванием по оси ординат нагрузки узла P_i , в порядке убывания ее значения от $P_{нб}$ до $P_{нм}$, а по оси абсцисс – длительности существования соответствующей нагрузки $T_{нагр\ i}$ в месяцах (часах) – от 0 до 12 месяцев (8760 часов) (рис. 3.2).

Для построенного годового графика нагрузки по продолжительности определяются показатели:

– годовое количество электроэнергии, МВт·ч

$$\begin{aligned}
 W_{год} &= \sum P_i \cdot t_i = \\
 &= (20 \cdot 2 + 18 \cdot 2 + 16 \cdot 1 + 14 \cdot 1 + 12 \cdot 2 + 10 \cdot 2 + 8 \cdot 1 + 6 \cdot 1) \cdot 8760 / 12 = \\
 &= 119720 \text{ МВт}\cdot\text{ч};
 \end{aligned}$$

– наибольшая и наименьшая нагрузки, МВт

$$P_{нб} = 20 \text{ МВт}; \quad P_{нм} = 6 \text{ МВт};$$

– средняя нагрузка, МВт

$$P_{\text{ср}} = W_{\text{год}} / T_{\text{год}} = 119720 / 8760 = 13,7 \text{ МВт};$$

где $T_{\text{год}} = 8760 \text{ ч};$

$P_i, \text{ МВт}$

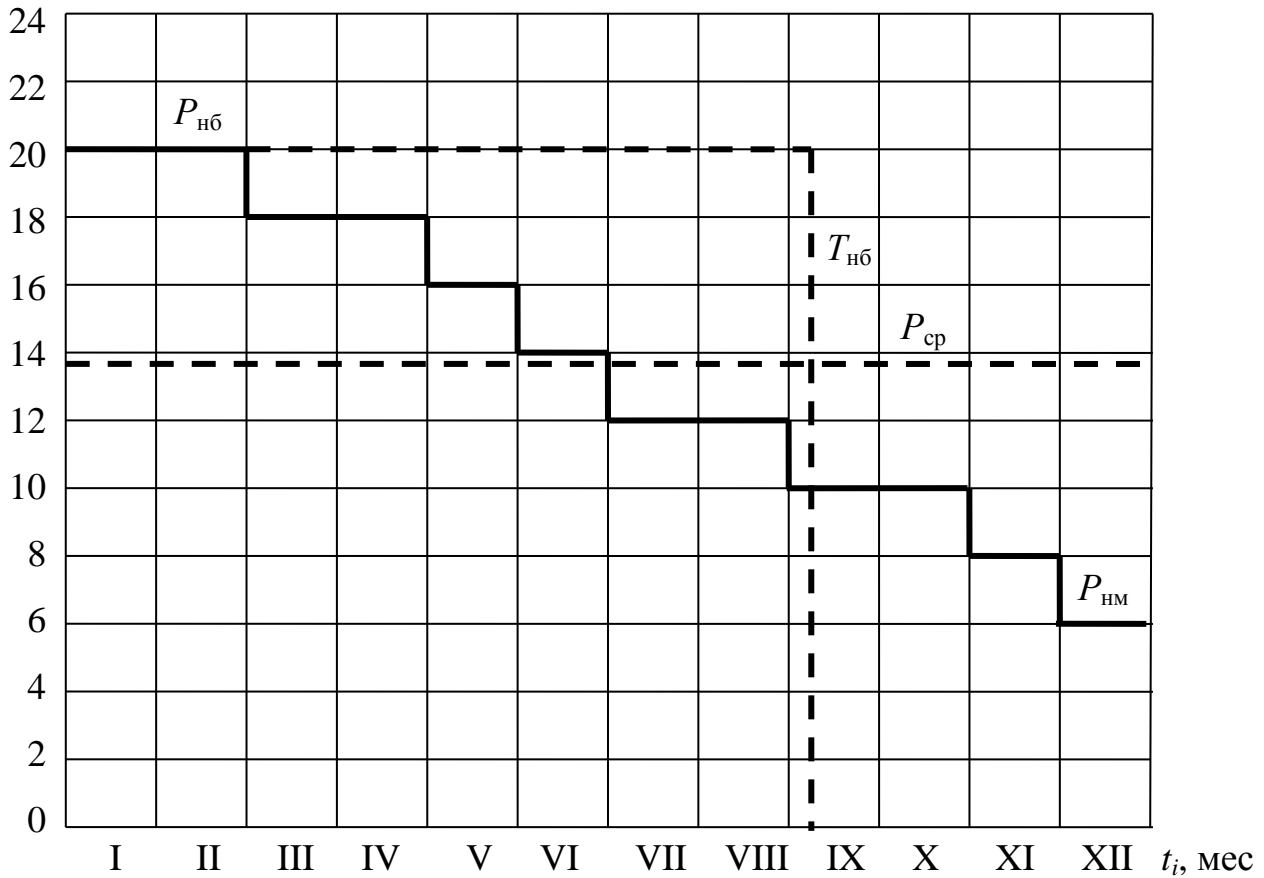


Рисунок 3.2 – Годовой график нагрузки по продолжительности

– число часов использования наибольшей нагрузки, ч

$$T_{\text{нб}} = W_{\text{год}} / P_{\text{нб}} = 119720 / 20 = 5986 \text{ ч};$$

– коэффициент неравномерности графика нагрузки

$$\alpha_{\text{год}} = P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}} = 6 / 20 = 0,3 \text{ отн. ед.};$$

– коэффициент заполнения графика нагрузки

$$\beta_{\text{год}} = P_{\text{ср}} / P_{\text{нб}} = 13,7 / 20 = 0,69 \text{ отн. ед.}$$

Полученные значения $P_{\text{нб}}$, $P_{\text{нм}}$, $P_{\text{ср}}$, $T_{\text{нб}}$ наносятся на годовой график нагрузки по продолжительности.

Годовой квадратичный график нагрузки по продолжительности строится на основе годового графика нагрузки по продолжительности откладыванием по оси ординат возведенной в квадрат нагрузки узла P_i^2 , в порядке убыва-

ния ее значения от $P_{нб}^2$ до $P_{нм}^2$, а по оси абсцисс – длительности существования соответствующей нагрузки $T_{нагр\ i}$ в месяцах (часах) – от 0 до 12 месяцев (8760 часов) (рис. 3.3).

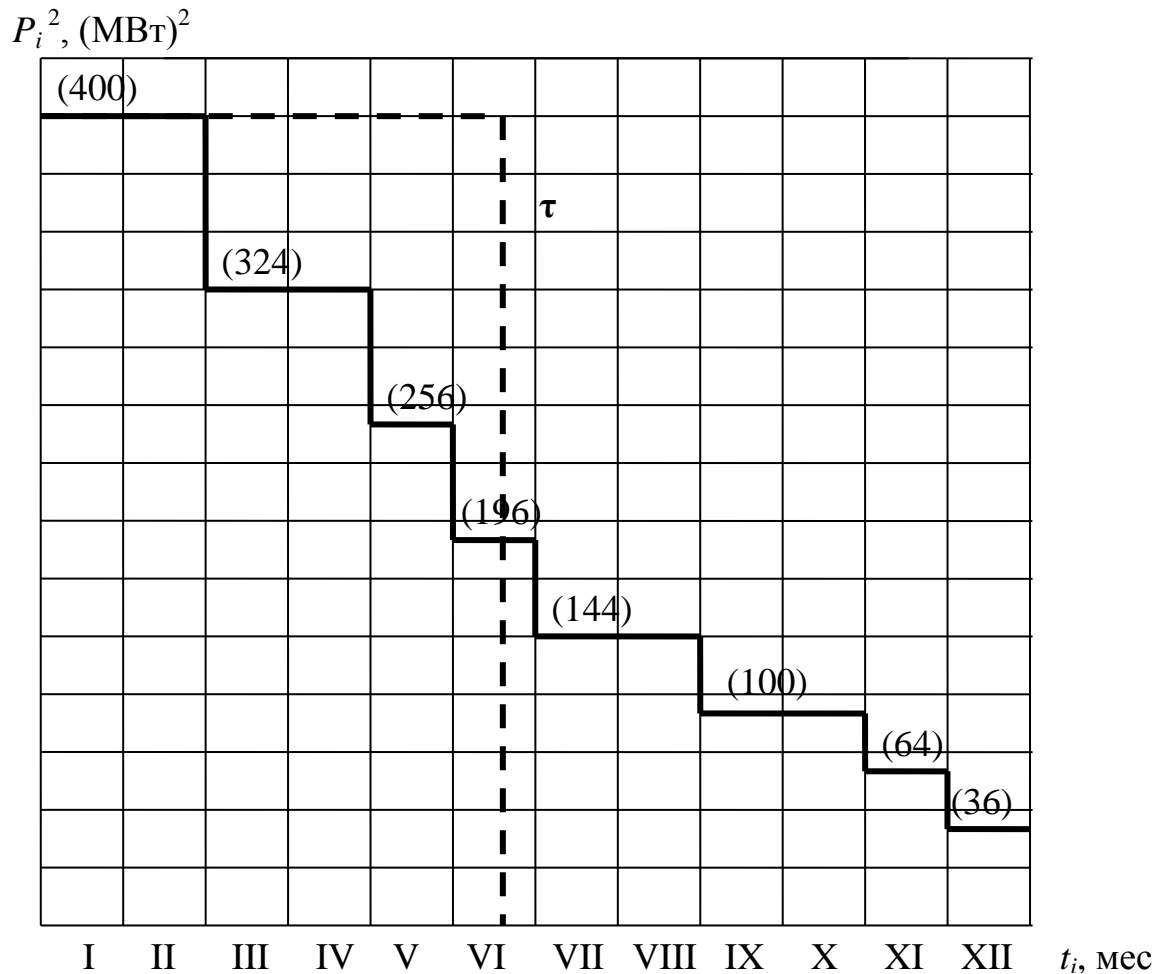


Рисунок 3.3 – Годовой квадратичный график нагрузки по продолжительности

Для построенного годового квадратичного графика нагрузки по продолжительности определяется показатели:

– число часов наибольших потерь, ч

$$\begin{aligned} \tau &= \sum(P_i^2 \cdot t_i) / P_{нб}^2 = \\ &= [(20^2 \cdot 2 + 18^2 \cdot 2 + 16^2 \cdot 1 + 14^2 \cdot 1 + 12^2 \cdot 2 + 10^2 \cdot 2 + 8^2 \cdot 1 + 6^2 \cdot 1) \times \\ &\quad \times 8760 / 12] / 20^2 = 4176 \text{ ч;} \end{aligned}$$

$$\tau = (0,124 + T_{нб} / 10^4)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5986 / 10^4)^2 \cdot 8760 = 4574 \text{ ч.}$$

Полученное значение τ наносится на годовой квадратичный график нагрузки по продолжительности.

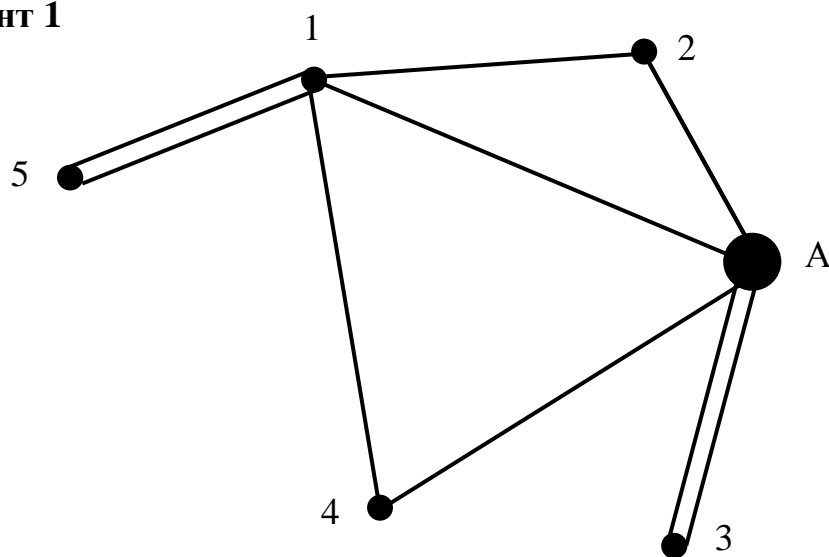
4. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК УЗЛОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»

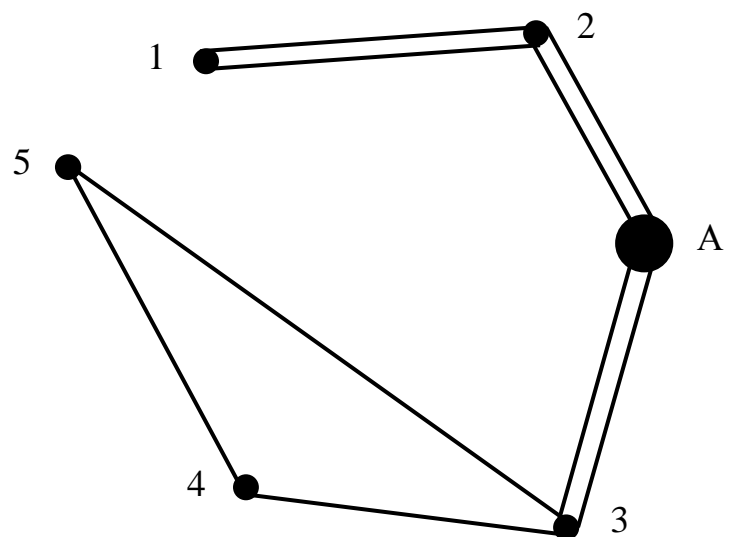
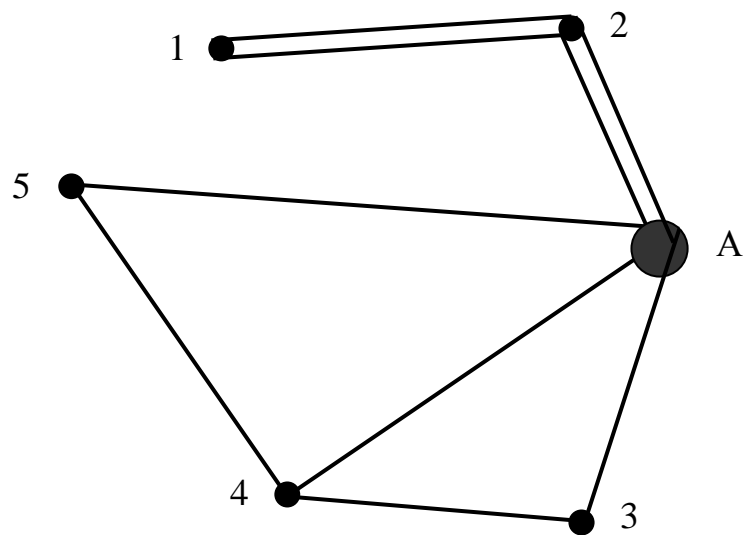
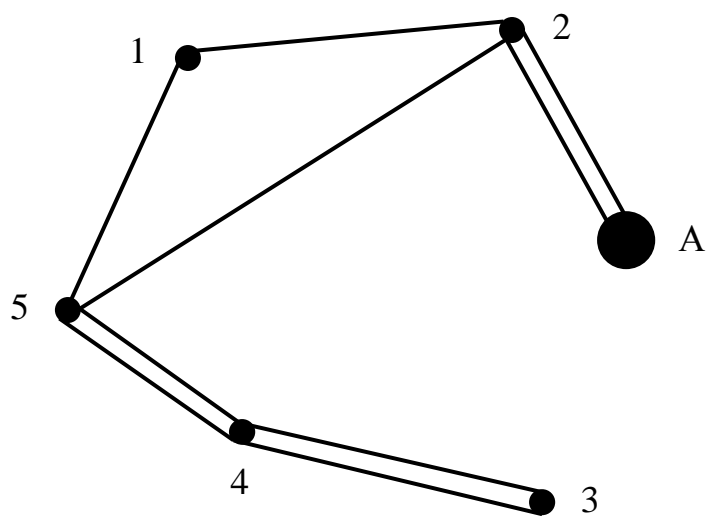
4.1. Исходные данные для выполнения контрольной работы «Определение характеристик узлов электрической сети»

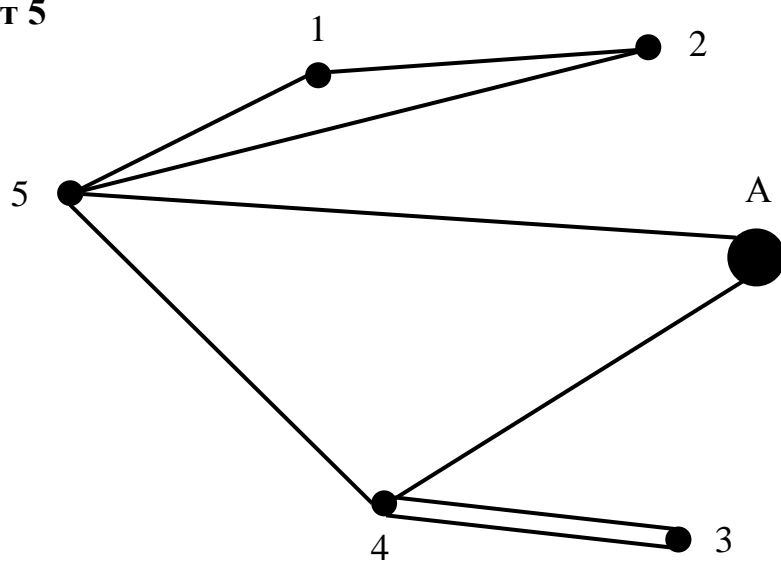
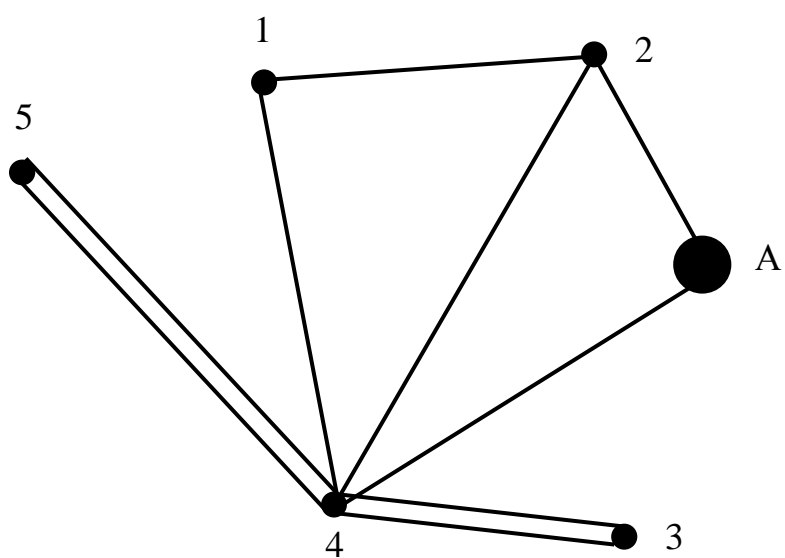
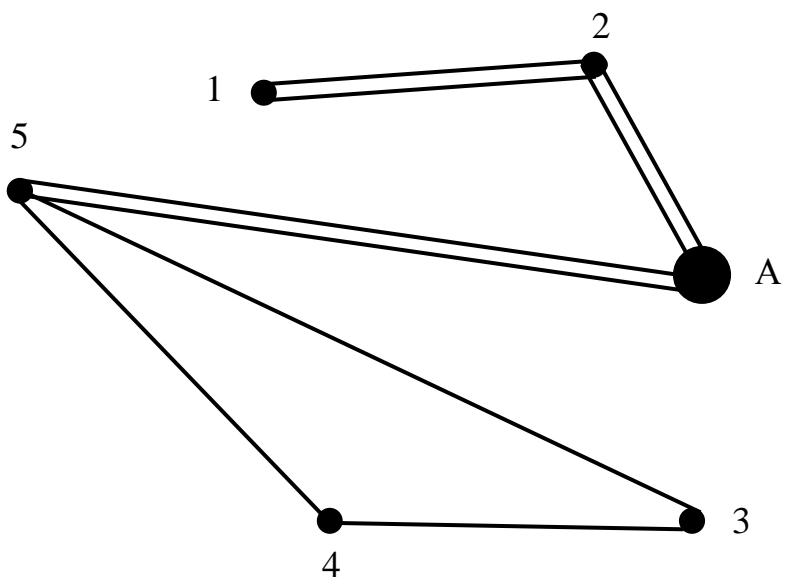
Для заданных на рисунках вариантов фрагментов схем электрической сети 110 кВ, используя материалы табл. 4.1, определить:

- типы ПС в узлах фрагмента схемы электрической сети;
- шифры схем ОРУ ВН ПС в узлах фрагмента схемы электрической сети;
- количество ячеек в ОРУ ВН ПС в узлах фрагмента схемы электрической сети.

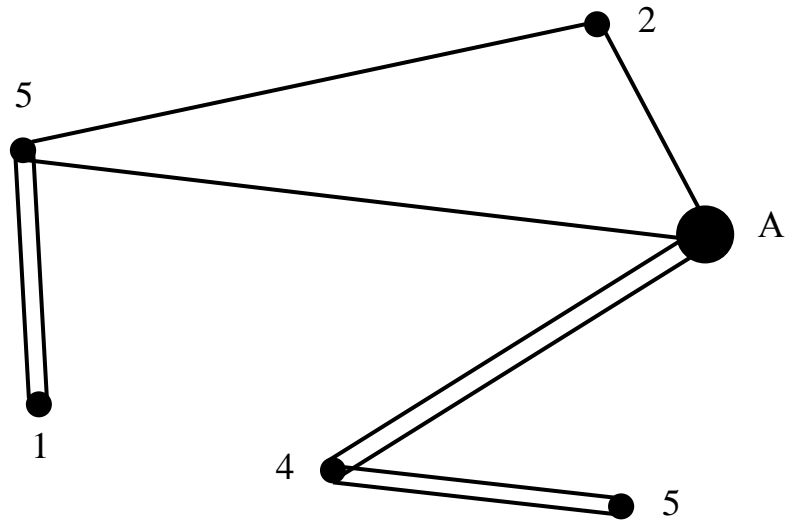
Вариант 1



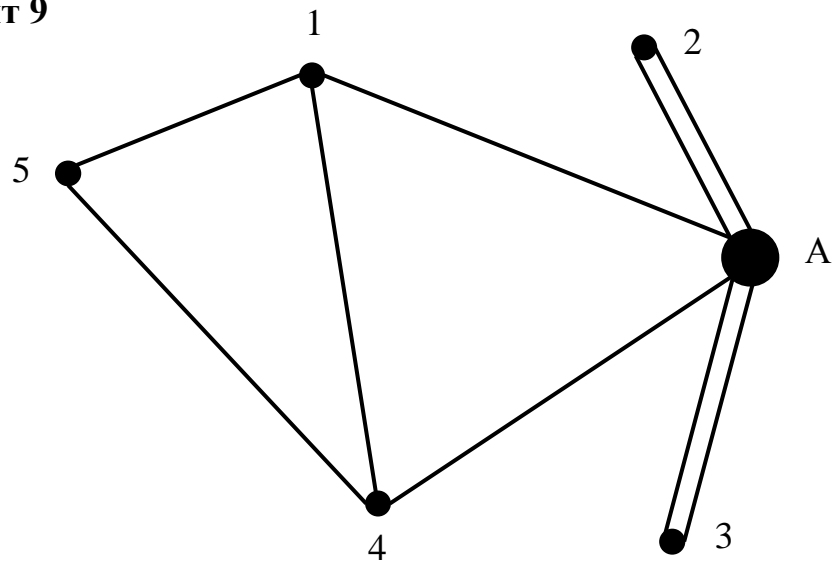
Вариант 2**Вариант 3****Вариант 4**

Вариант 5**Вариант 6****Вариант 7**

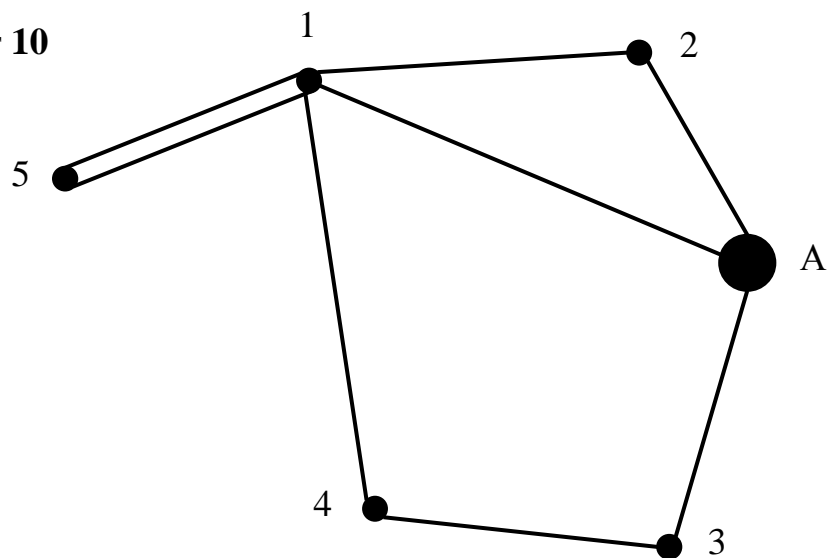
Вариант 8

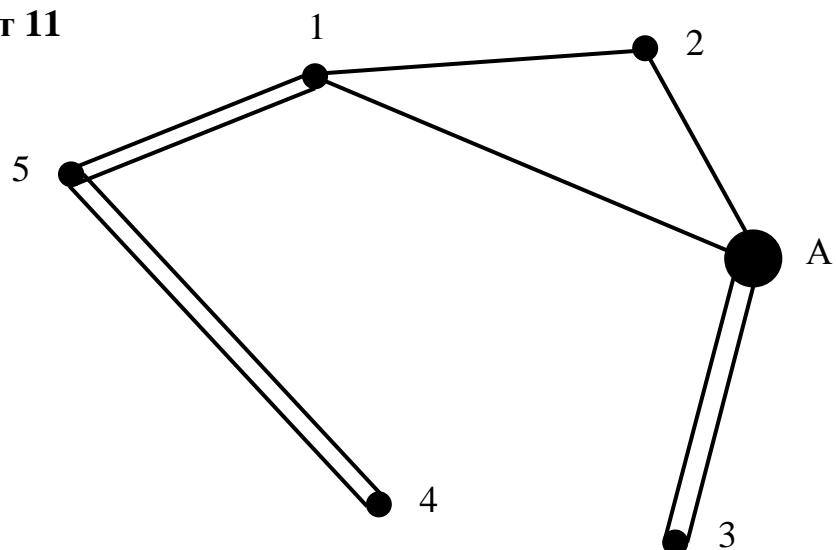
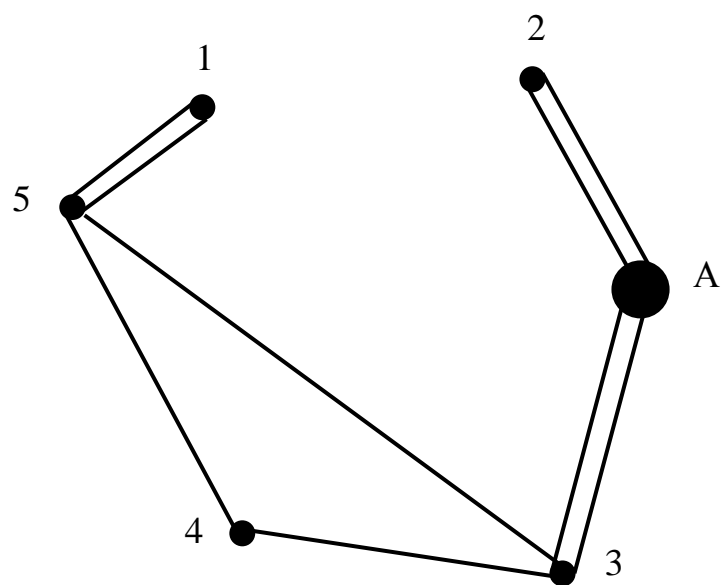
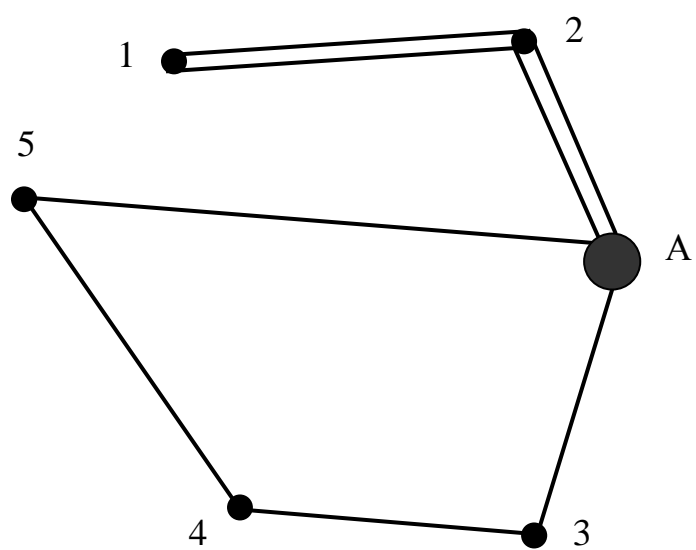


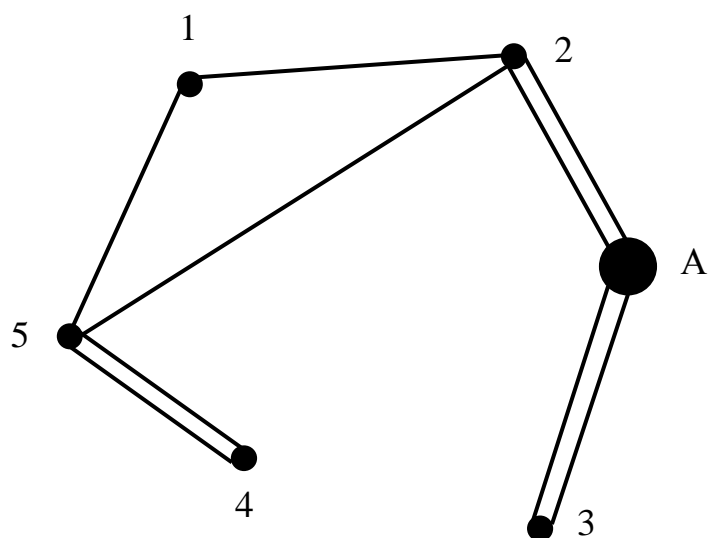
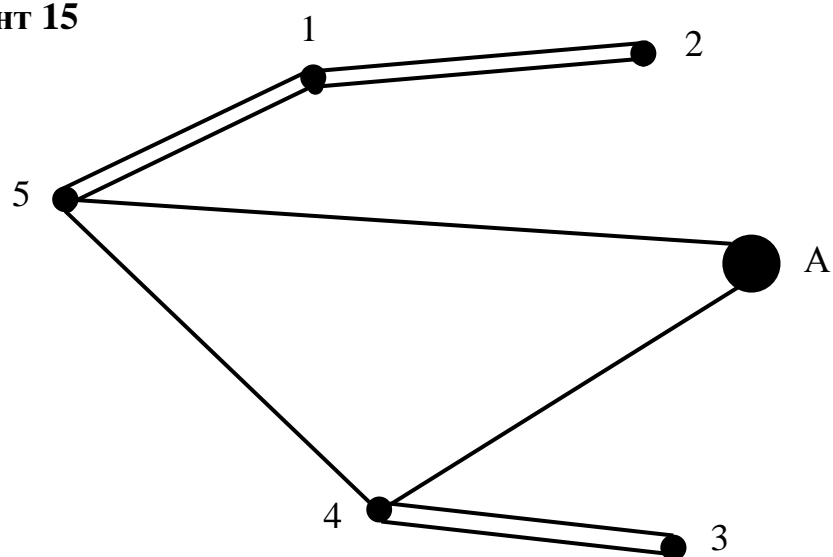
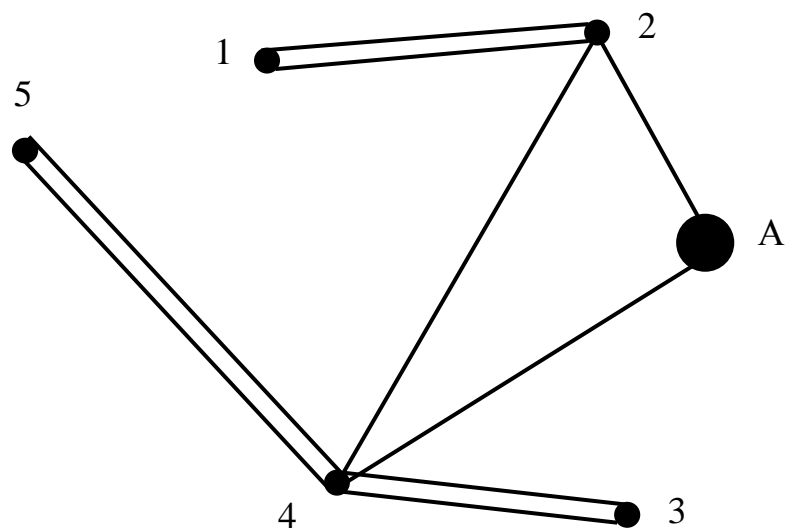
Вариант 9

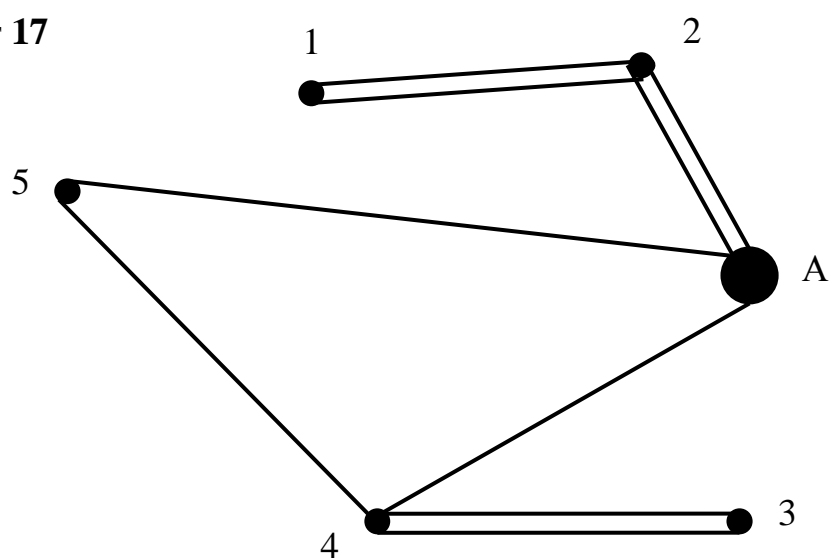
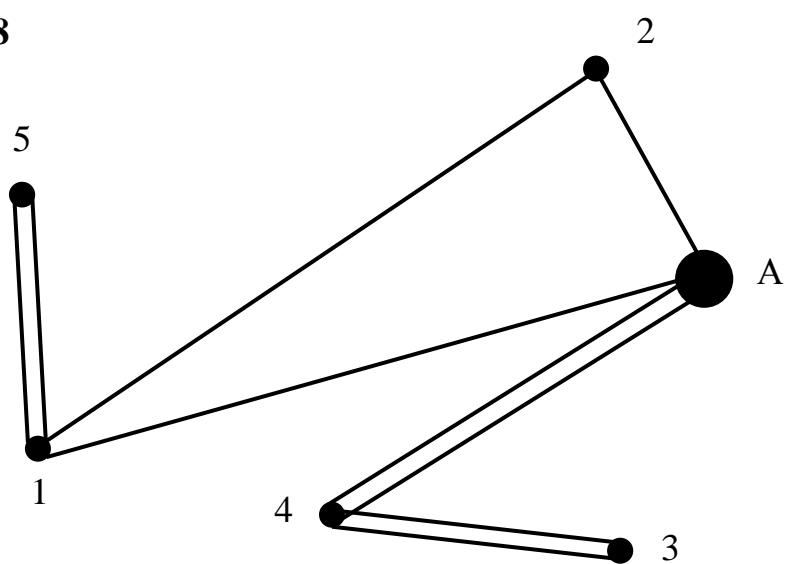
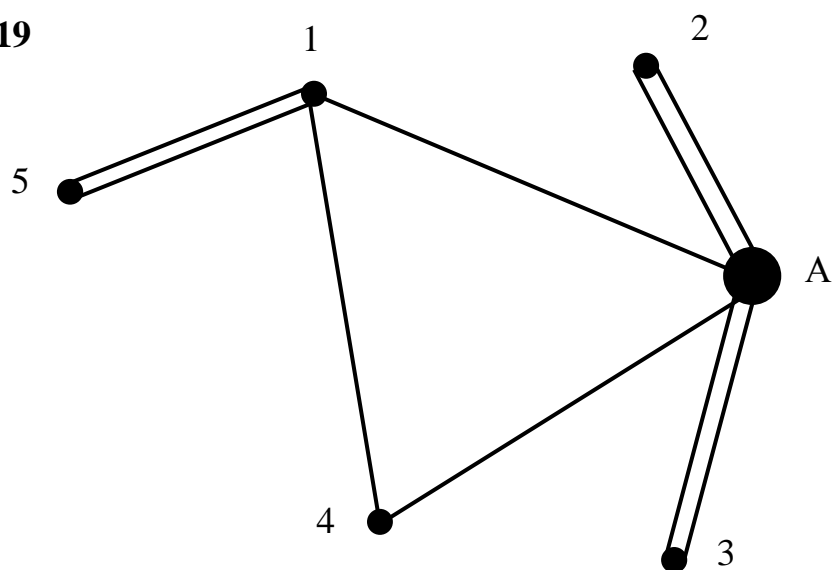


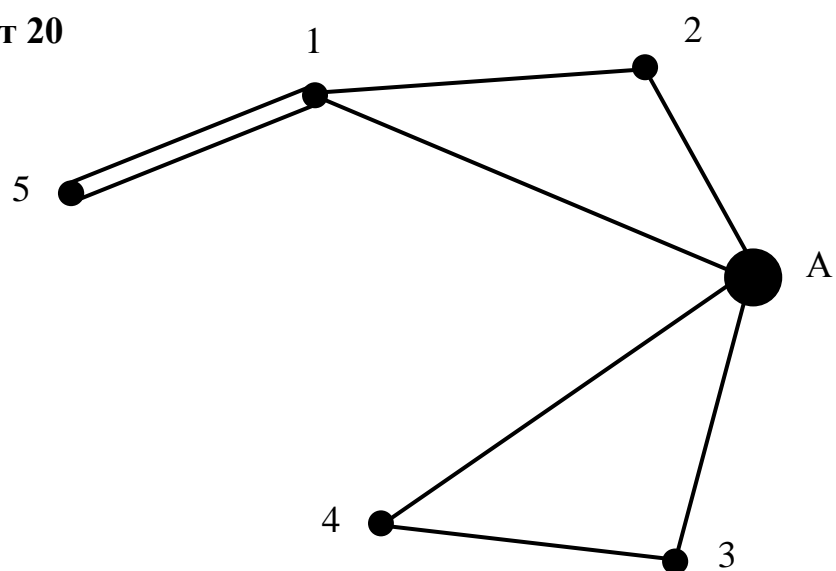
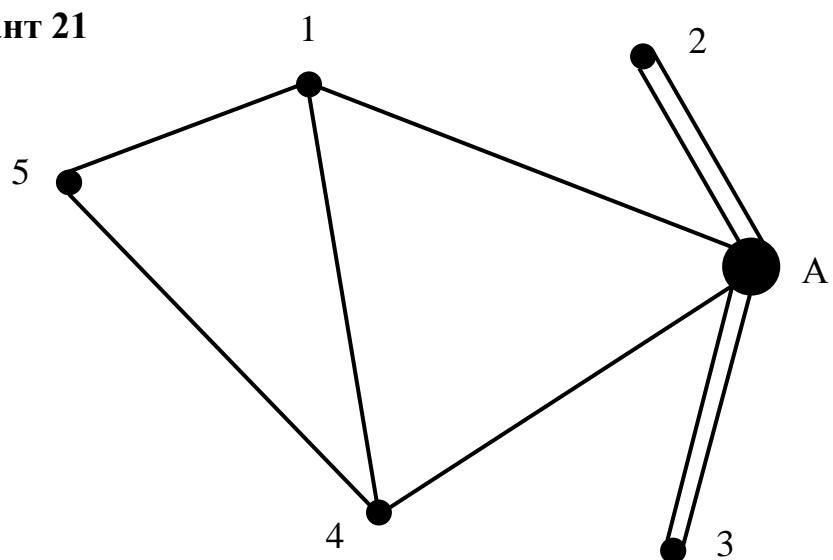
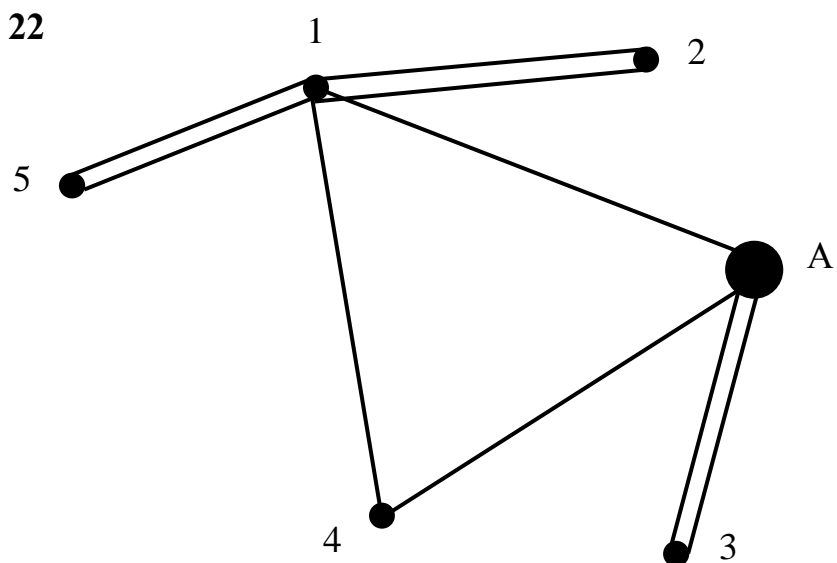
Вариант 10



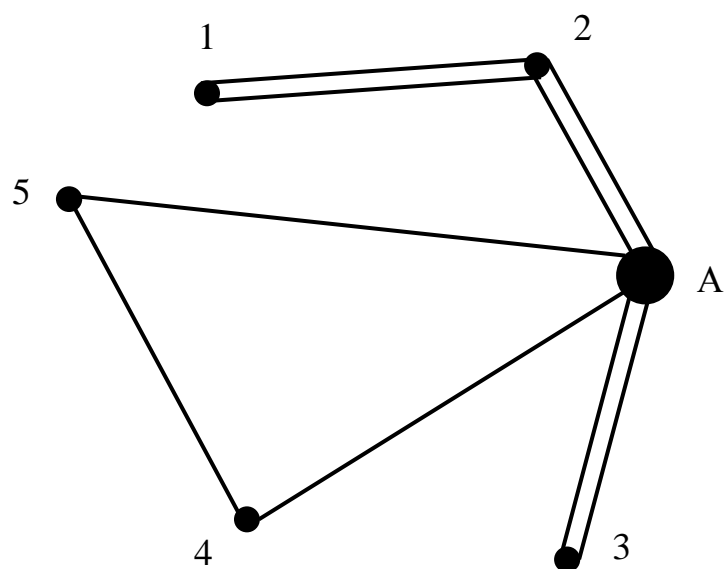
Вариант 11**Вариант 12****Вариант 13**

Вариант 14**Вариант 15****Вариант 16**

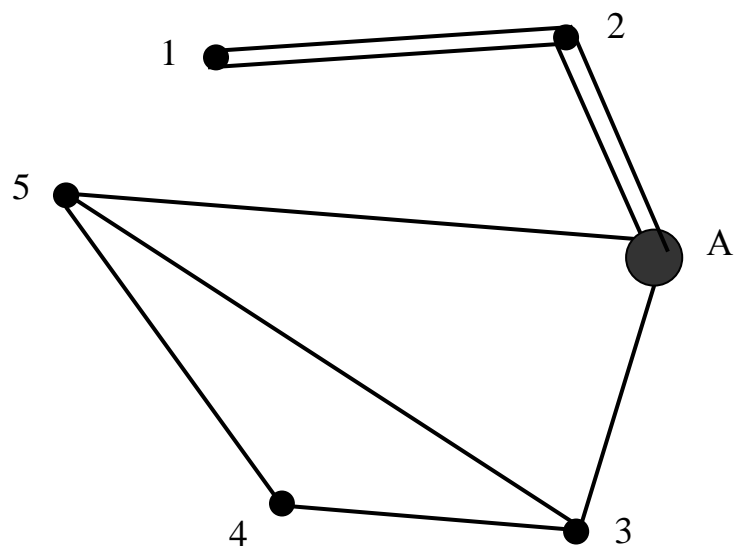
Вариант 17**Вариант 18****Вариант 19**

Вариант 20**Вариант 21****Вариант 22**

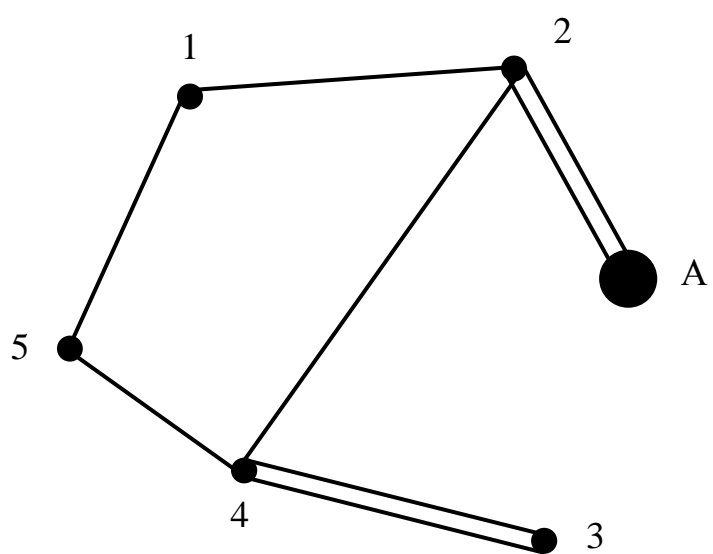
Вариант 23



Вариант 24



Вариант 25



4.2. Пример выполнения контрольной работы «Определение характеристик узлов электрической сети»

Фрагмент схемы электрической сети 110 кВ приведен на рис. 4.1.

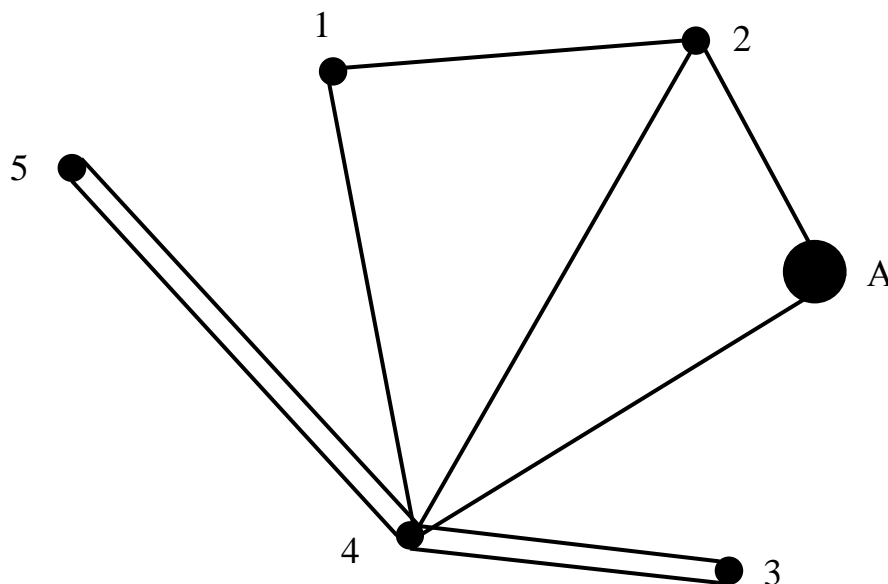


Рисунок 4.1 – Фрагмент схемы электрической сети 110 кВ

Используя материалы табл. 4.1, определяем:

- типы ПС в узлах фрагмента схемы электрической сети;
- шифры схем ОРУ ВН ПС в узлах фрагмента схемы электрической сети;
- количество ячеек в ОРУ ВН ПС в узлах фрагмента схемы электрической сети.

Тогда для заданного фрагмента схемы электрической сети 110 кВ получаем следующие характеристики узлов электрической сети:

ПС–1: тип ПС – проходная; шифр схемы ОРУ ВН – 110–4;

количество ячеек в ОРУ ВН $n_{яч} = 3$.

ПС–2: тип ПС – узловая; шифр схемы ОРУ ВН – 110–6;

количество ячеек в ОРУ ВН $n_{яч} = 7$.

ПС–3: тип ПС – тупиковая; шифр схемы ОРУ ВН – 110–2;

количество ячеек в ОРУ ВН $n_{яч} = 2$.

ПС–4: тип ПС – узловая; шифр схемы ОРУ ВН – 110–7;

количество ячеек в ОРУ ВН $n_{яч} = 11$.

ПС–5: тип ПС – тупиковая; шифр схемы ОРУ ВН – 110–2;


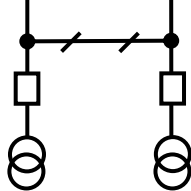
количество ячеек в ОРУ ВН $n_{\text{яч}} = 2$.

ПС–А: тип ПС – узловая; шифр схемы ОРУ ВН – 110–8;

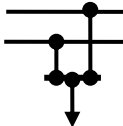
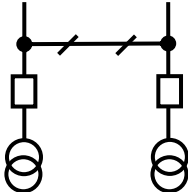
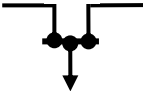
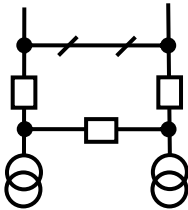
количество ячеек в ОРУ ВН $n_{\text{яч}} = 2$.

4.3. Справочные данные о схемах ОРУ тупиковых, ответвительных, проходных и узловых ПС электрических сетей 110 кВ

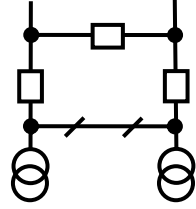
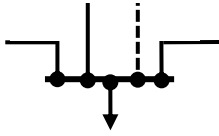
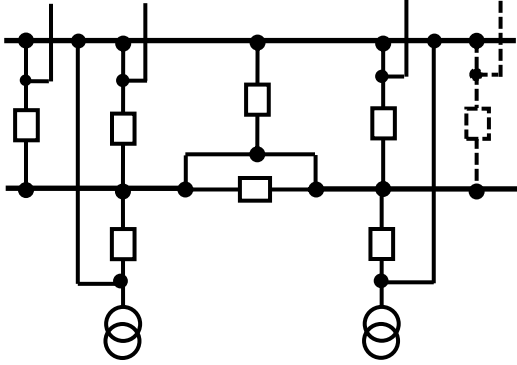
Таблица 4.1 – Схемы ОРУ тупиковых, ответвительных, проходных и узловых ПС электрических сетей 110 кВ [5; 6]

Наименование ПС	<i>Тупиковая</i>
Присоединение ПС к сети	
Шифр и наименование схемы	110–2. Два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
Условное изображение схемы	
Область и условия применения схемы	На стороне ВН тупиковых и ответвительных ПС 35–220 кВ

Продолжение табл. 4.1

Наименование ПС	<i>Ответвительная</i>
Присоединение ПС к сети	
Шифр и наименование схемы	110–2. Два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий
Условное изображение схемы	
Область и условия применения схемы	На стороне ВН тупиковых и ответвительных ПС 35–220 кВ
Наименование ПС	<i>Проходная</i>
Присоединение ПС к сети	
Шифр и наименование схемы	110–3. Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий
Условное изображение схемы	
Область и условия применения схемы	На стороне ВН проходных ПС 110–220 кВ при необходимости секционирования линий с двухсторонним питанием или при транзите мощности через ПС при наличии ОАПВ

Продолжение табл. 4.1

Шифр и наименование схемы	110–4. Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов
Условное изображение схемы	
Область и условия применения схемы	На стороне ВН проходных ПС 110–220 кВ при необходимости секционирования линий с двухсторонним питанием или при транзите мощности по одной линии 110–220 кВ при отсутствии ОАПВ; при необходимости сохранения транзита мощности через ПС при повреждении трансформатора
Наименование ПС	<i>Узловая</i>
Присоединение ПС к сети	
Шифр и наименование схемы	110–6. Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин
Условное изображение схемы	

Продолжение табл. 4.1

<p>Область и условия применения схемы</p>	<p>На стороне ВН узловых ПС сети 110–220 кВ при преобладающем числе парных линий или линий, резервируемых от других ПС. Допускается подключение не резервируемых линий не более одной на любой из секций.</p> <p>Согласно [6], количество ВЛ 110 кВ, присоединяемых к ПС, не должно, как правило, превышать четырех</p>
---	---

5. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАИБОЛЬШЕЙ НАГРУЗКИ УЗЛОВ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»

5.1. Исходные данные для выполнения контрольной работы «Определение числа часов использования наибольшей нагрузки узлов и линий электрической сети»

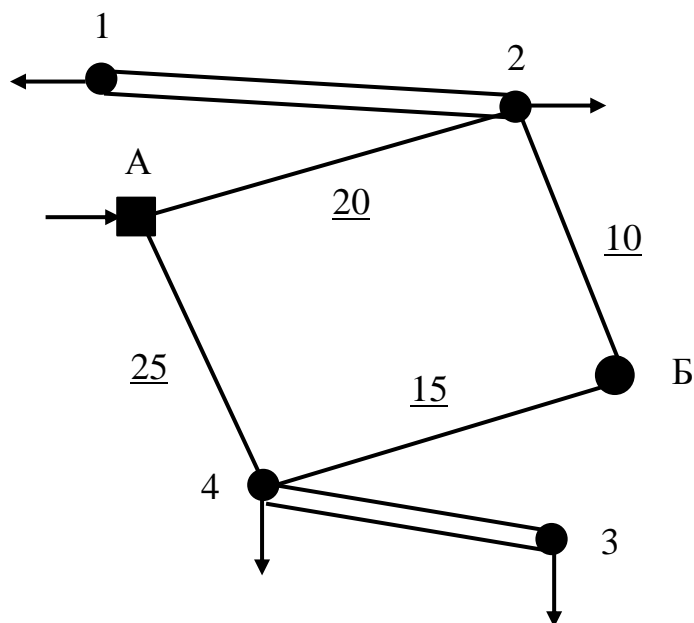
Для заданных на рисунках вариантов фрагментов схем электрической сети 110 кВ, а в таблицах мощностей и числа часов использования наибольшей нагрузки узлов определить:

- суммарное число часов использования наибольшей нагрузки узлов

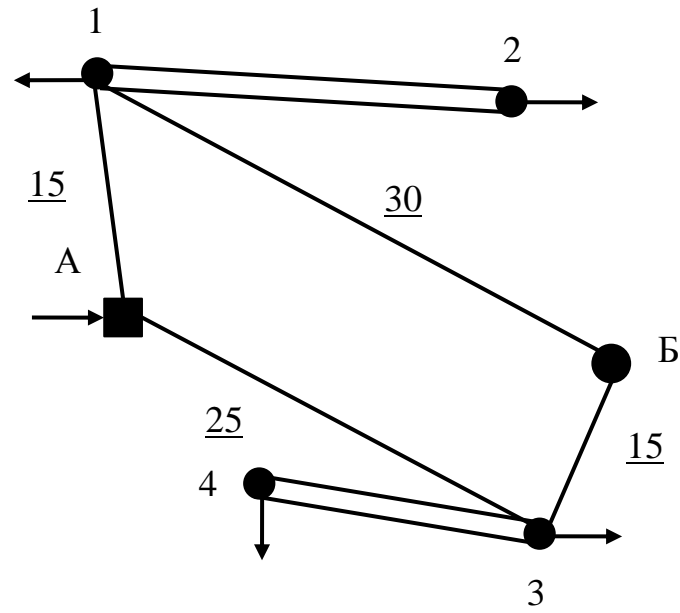
$T_{\text{нб.узлов } \Sigma}$;

- число часов использования наибольшей нагрузки линий $T_{\text{нб.линий}}$.

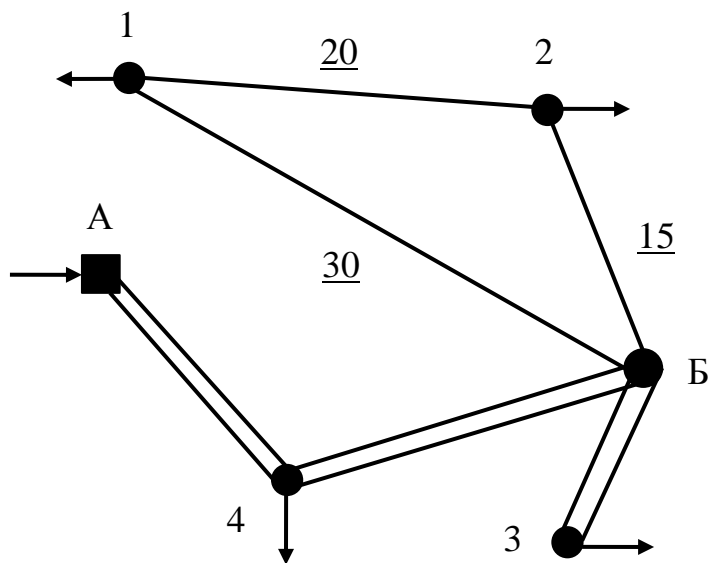
Вариант 1



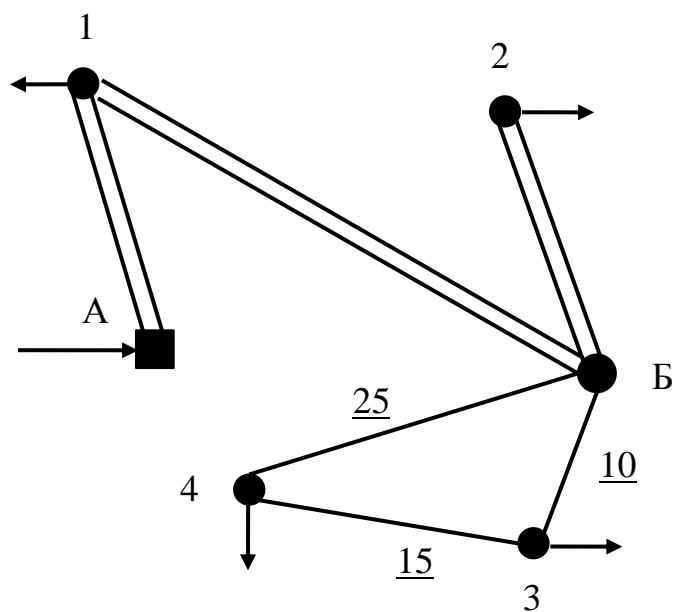
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	10
$T_{\text{нб.у}}, \text{ ч/год}$	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 2

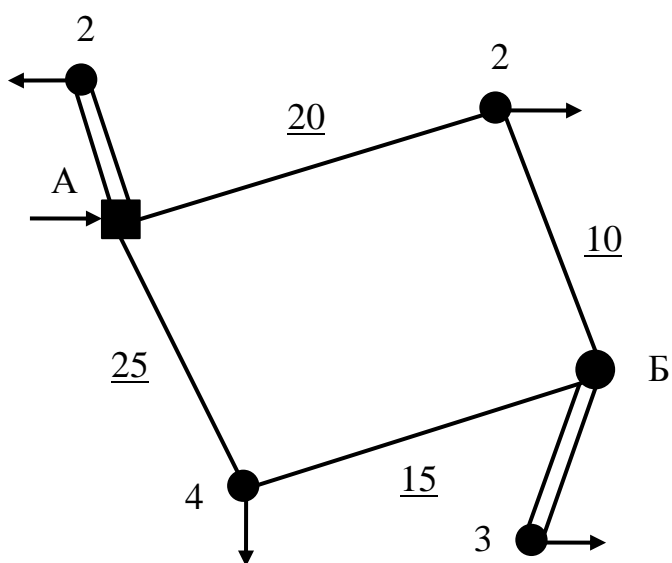
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	15
$T_{нб.у}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 3

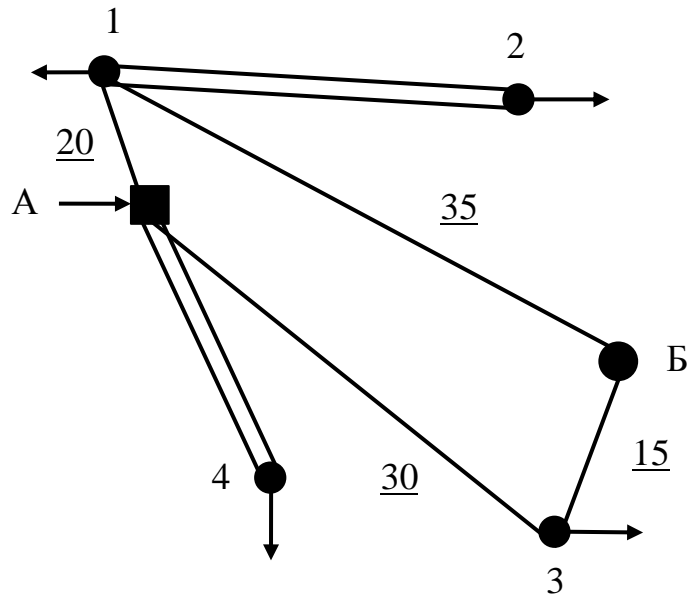
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	10
$T_{нб.у}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 4

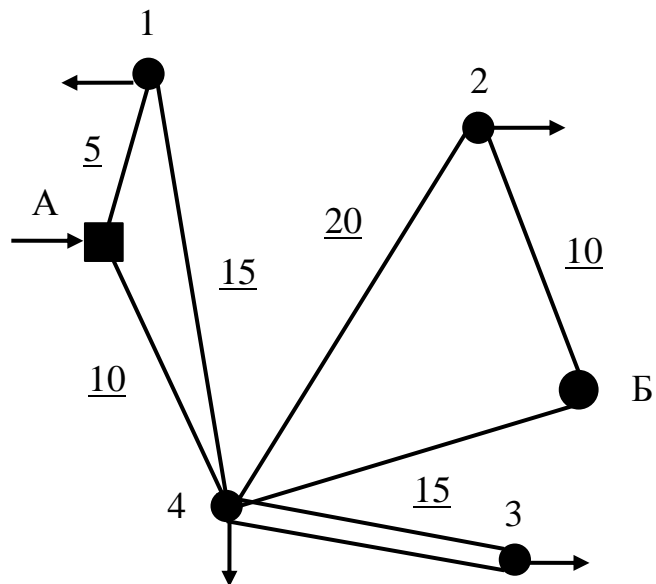
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	15
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 5

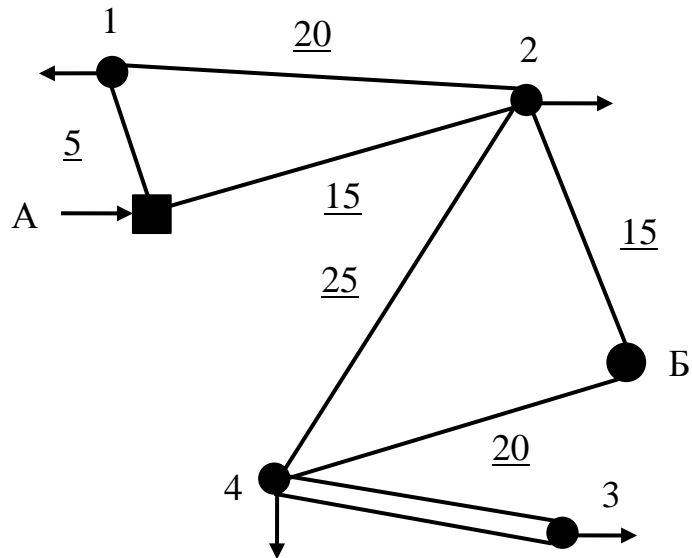
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	15	10	20
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	4000	3000	4000	—

Вариант 6

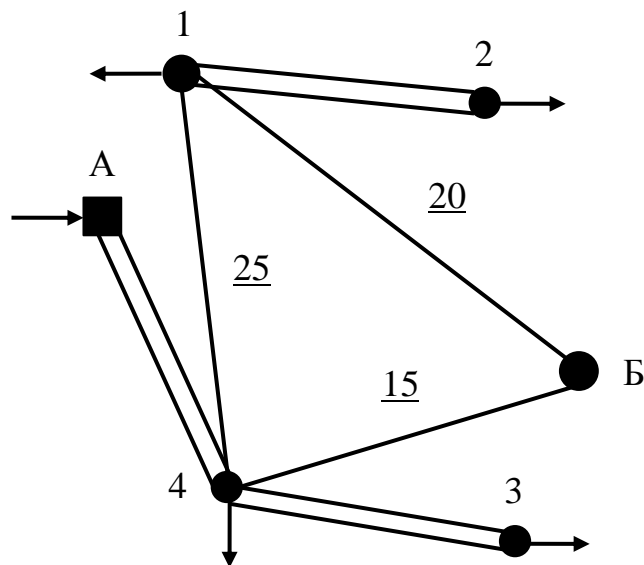
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	15	10	25	10
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	3000	4000	6000	—

Вариант 7

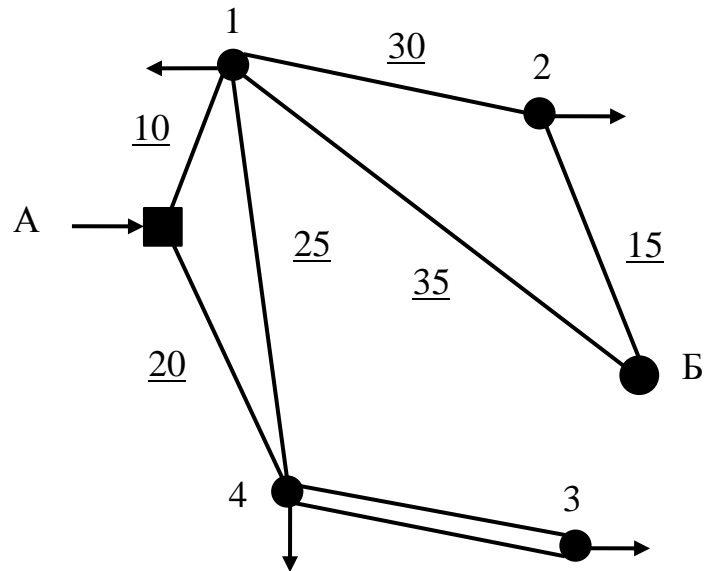
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	20
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 8

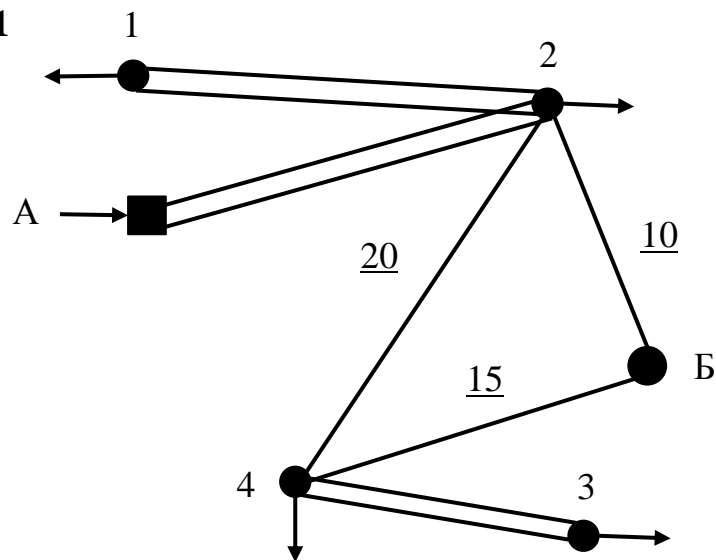
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	10	20	20
$T_{нб.у.}$, ч/ГОД	3000	4000	4000	5000	—

Вариант 9

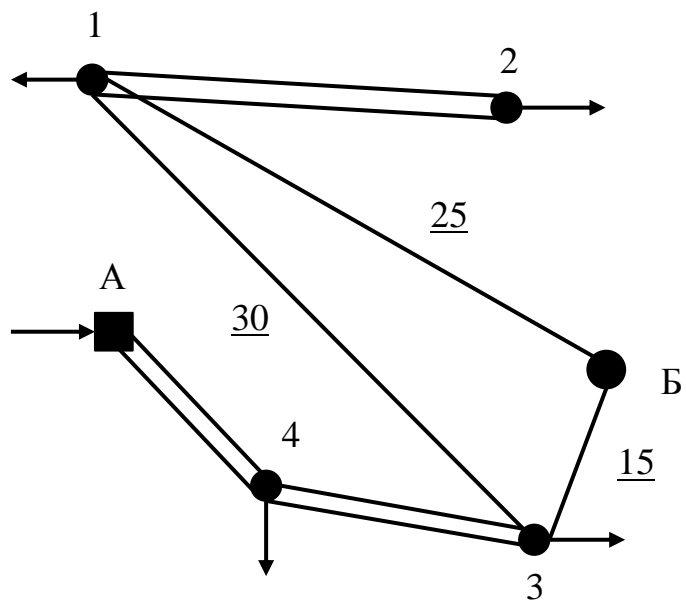
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	10
$T_{нб.у.}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 10

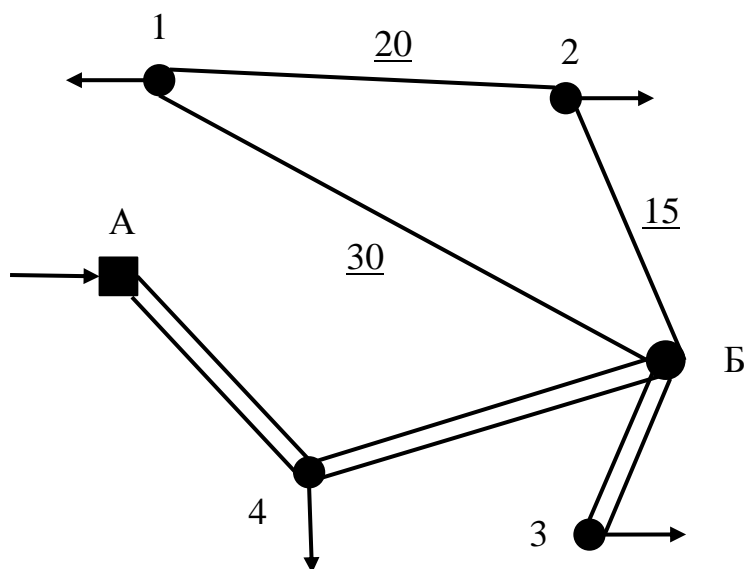
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	10	20	20	25	15
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	4000	5000	5000	6000	—

Вариант 11

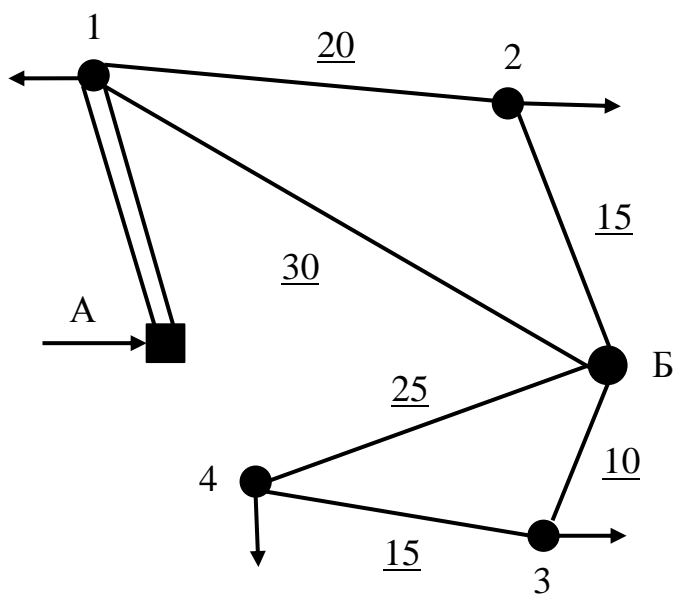
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	10
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 12

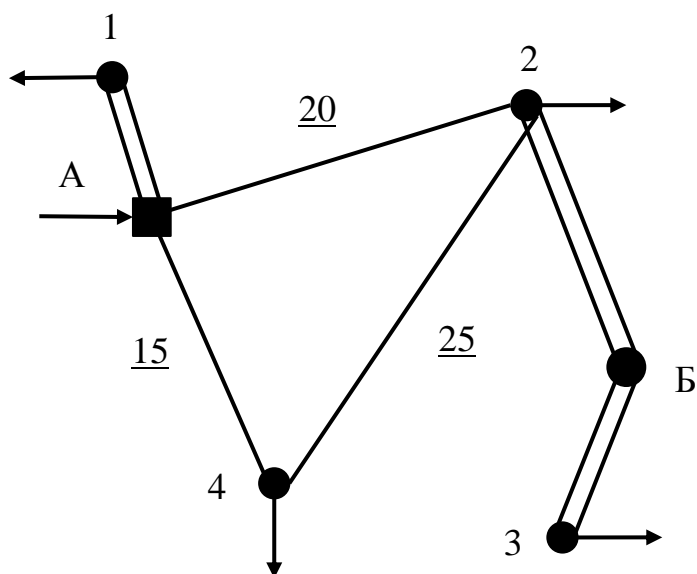
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	15
$T_{\text{нб.у}}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 13

Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	10
$T_{\text{нб.у}}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

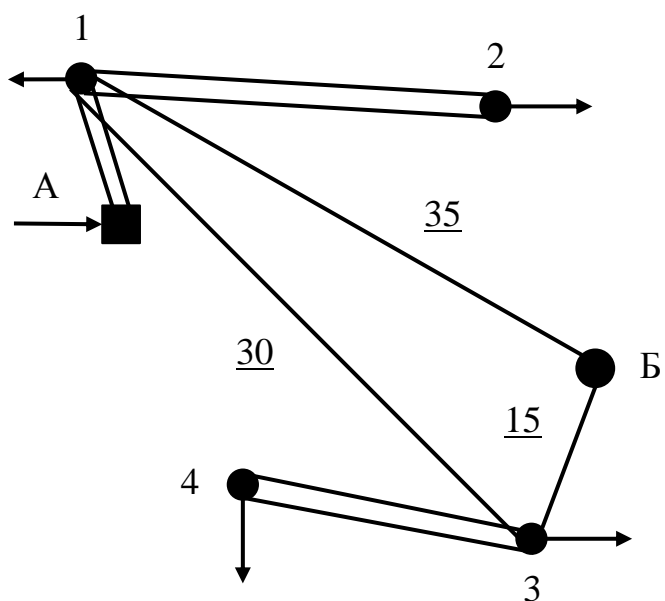
Вариант 14

Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	15
$T_{нб.у}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 15

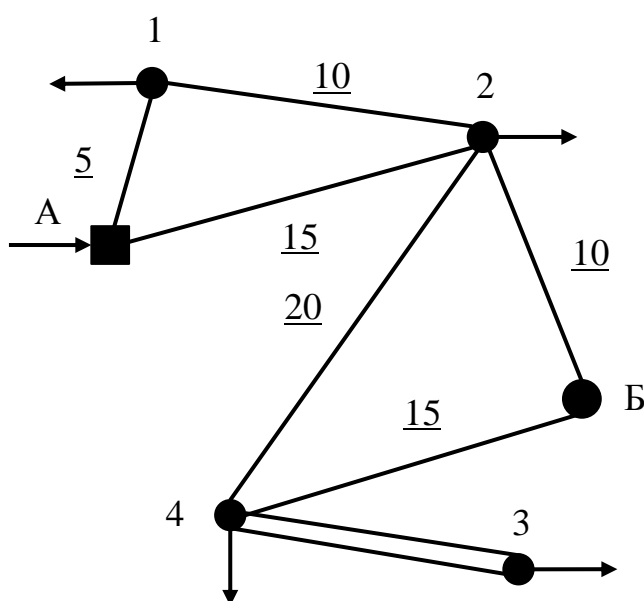
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	15	10	20
$T_{нб.у}$, ч/ГОД	3000	4000	3000	4000	—

Вариант 16

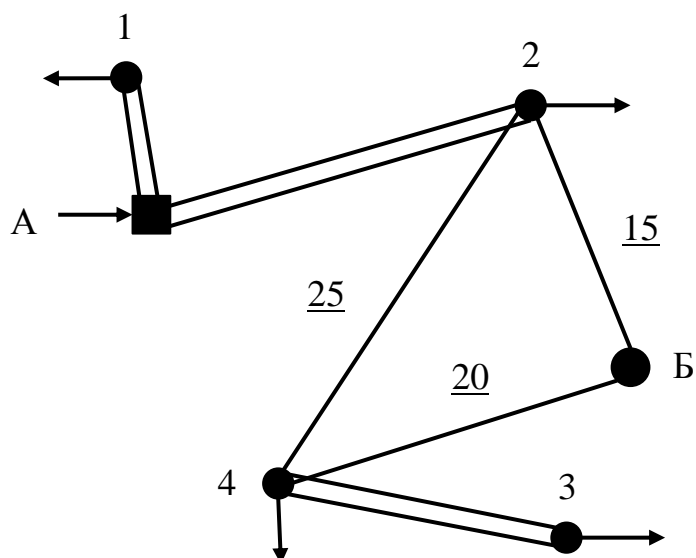


Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	15	10	25	10
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	3000	4000	6000	—

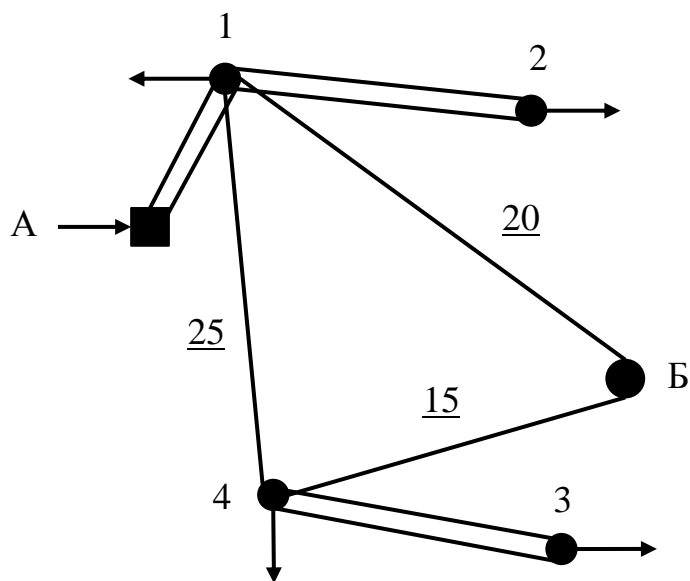
Вариант 17



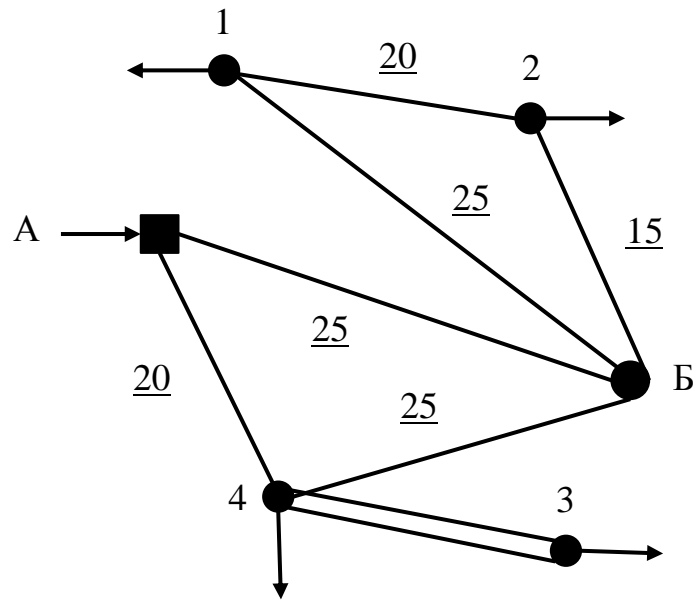
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	20
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 18

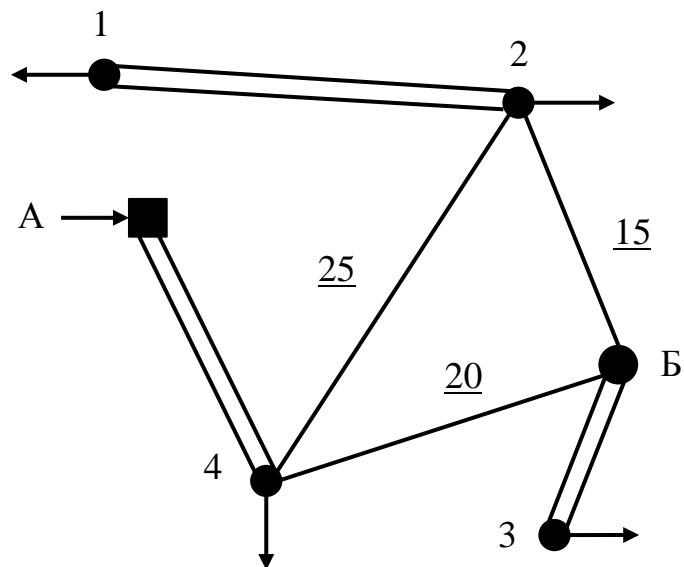
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	10	20	20
$T_{нб.у.}$, ч/ГОД	3000	4000	4000	5000	—

Вариант 19

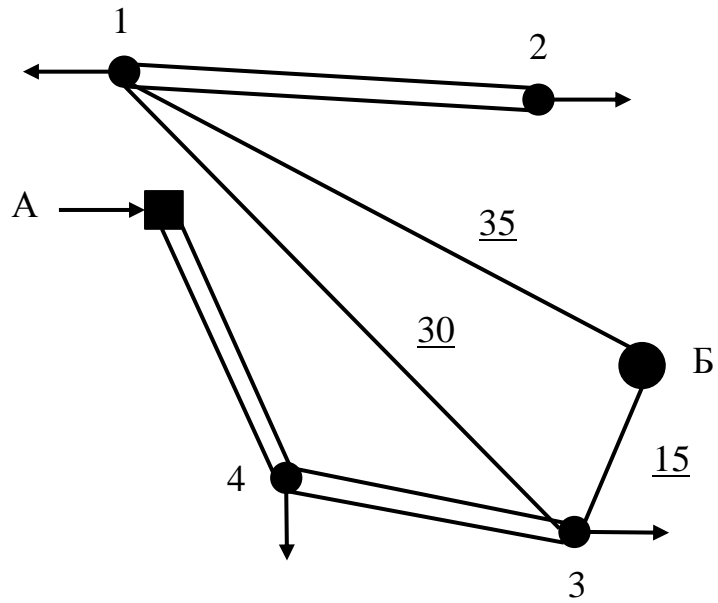
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	10
$T_{нб.у.}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 20

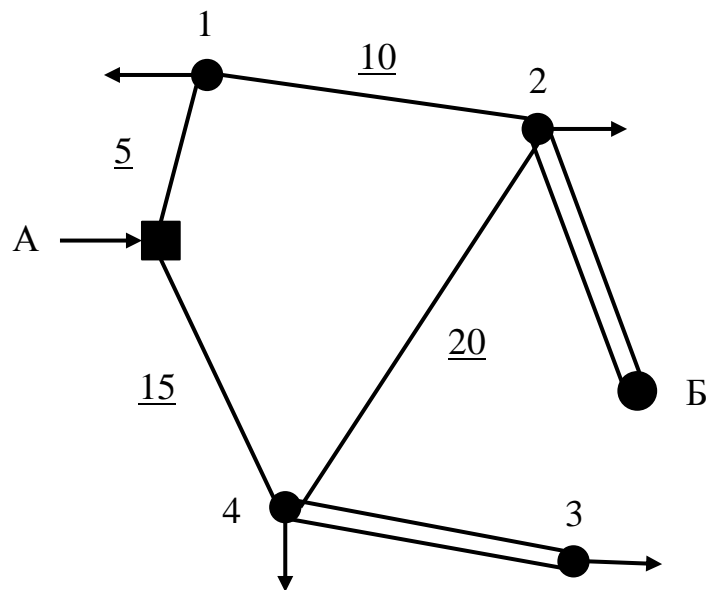
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	10	20	20	25	15
$T_{нб.у.}$, ч/ГОД	4000	5000	5000	6000	—

Вариант 21

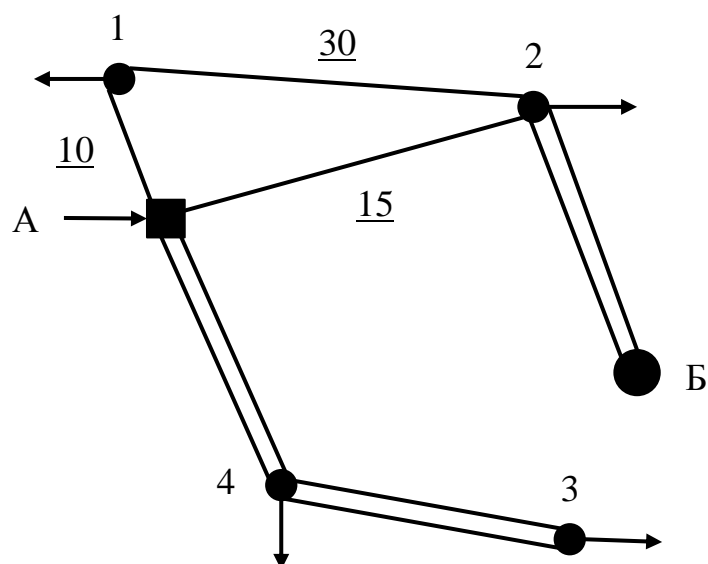
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	15	10	20
$T_{нб.у.}$, ч/ГОД	3000	4000	3000	4000	—

Вариант 22

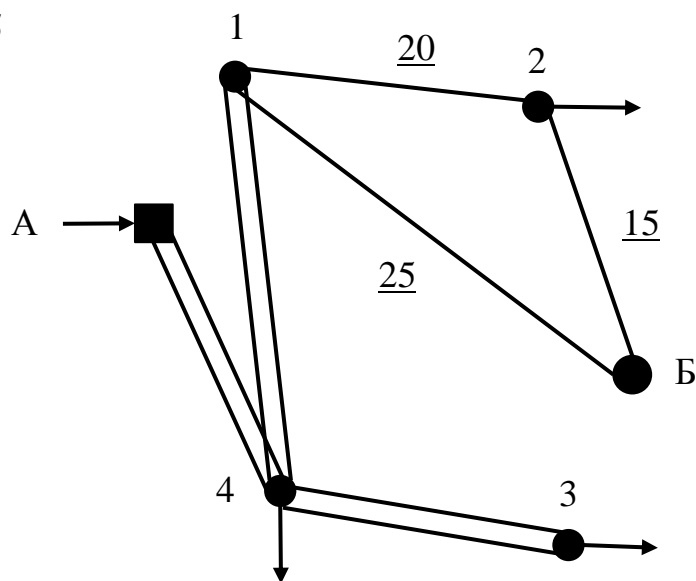
Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	15	10	25	10
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	3000	4000	6000	—

Вариант 23

Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	20
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

Вариант 24

Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	10	20	20
$T_{нб.у.}$, ч/ГОД	3000	4000	4000	5000	—

Вариант 25

Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	20	25	10
$T_{нб.у.}$, ч/ГОД	3000	4000	5000	6000	—

5.2. Пример выполнения контрольной работы «Определение числа часов использования наибольшей нагрузки узлов и линий электрической сети»

Для показанного на рис. 5.1 фрагмента схемы электрической сети 110 кВ и характеристик узлов схемы сети (табл. 5.1) определяются:

- а) суммарное число часов использования наибольшей нагрузки узлов $T_{\text{нб узла } \Sigma}$;
- б) число часов использования наибольшей нагрузки линий $T_{\text{нб линий}}$.

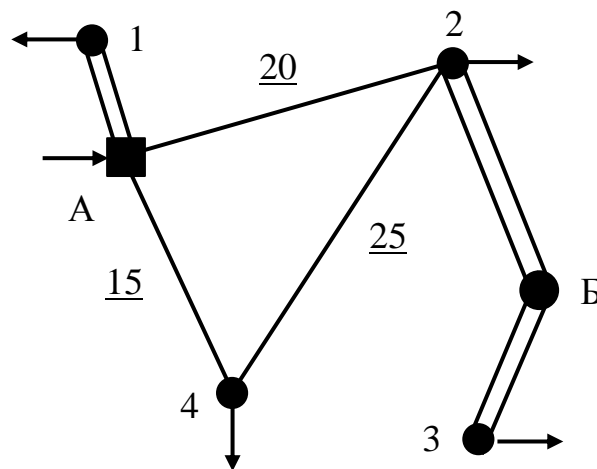


Рисунок 5.1 – Фрагмент схемы электрической сети 110 кВ

Таблица 5.1 – Характеристики узлов фрагмента схемы электрической сети 110 кВ

Величины	Узлы				
	1	2	3	4	A
P_y , МВт	15	10	15	10	20
$T_{\text{нб.у.}}$, ч/ГОД	3000	4000	3000	4000	—

$$T_{\text{нб Б-3}} = T_{\text{нб 3}} = 3000 \text{ ч};$$

$$T_{\text{нб А-1}} = T_{\text{нб 1}} = 3000 \text{ ч/год};$$

$$P_{A\Sigma} = -P_A + P_1 = -20 + 15 = -5 \text{ МВт};$$

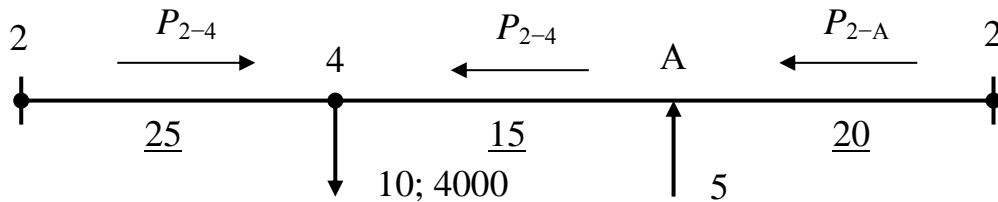


Рисунок 5.2 – Расчетная схема электрической сети

$$P_{2-4} = [P_4 (L_{4-A} + L_{A-2}) - P_{A\Sigma} L_{A-2}] / (L_{2-4} + L_{4-A} + L_{A-2}) =$$

$$= [10 (15 + 20) - 5 \cdot 20] / (25 + 15 + 20) = 4,17 \text{ МВт};$$

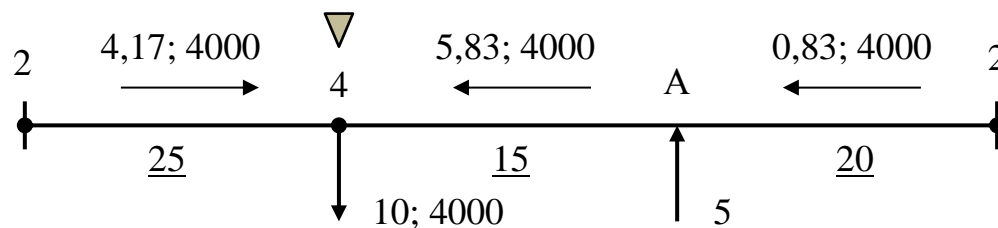
$$P_{2-A} = [-P_{A\Sigma} (L_{2-4} + L_{4-A}) + P_4 L_{2-A}] / (L_{2-4} + L_{4-A} + L_{A-2}) =$$

$$= [-5 \cdot (15 + 25) + 10 \cdot 25] / (25 + 15 + 20) = 0,83 \text{ МВт};$$

Проверка. $P_4 - P_{A\Sigma} = 10 - 5 = 5 \text{ МВт};$

$$P_{2-4} + P_{2-A} = 4,17 + 0,83 = 5 \text{ МВт};$$

$$P_{4-A} = P_{2-4} - P_4 = 4,17 - 10 = -5,83 \text{ МВт}.$$

Рисунок 5.3 – Значения $T_{\text{нб.лин}}$ в замкнутой части электрической сети

$$T_{\text{нб } 2-4} = T_{\text{нб } 4-A} = T_{\text{нб } 4} = 4000 \text{ ч};$$

$$T_{\text{нб } 2-A} = T_{\text{нб } 4-A} = 4000 \text{ ч};$$

$$T_{\text{нб } 2\Sigma} = (P_{2-4} \cdot T_{\text{нб } 2-4} + P_{2-A} \cdot T_{\text{нб } 2-A} + P_2 \cdot T_{\text{нб } 2}) / (P_{2-4} + P_{2-A} + P_2) =$$

$$= (4,17 \cdot 4000 + 0,83 \cdot 4000 + 10 \cdot 4000) / (4,17 + 0,83 + 10) = 4000 \text{ ч};$$

$$T_{\text{нб } Б-2} = T_{\text{нб } 2\Sigma} = (P_{2-4} \cdot T_{\text{нб } 2-4} + P_{2-A} \cdot T_{\text{нб } 2-A} + P_2 \cdot T_{\text{нб } 2}) / (P_{2-4} + P_{2-A} + P_2) =$$

$$= (4,17 \cdot 4000 + 0,83 \cdot 4000 + 10 \cdot 4000) / (4,17 + 0,83 + 10) = 4000 \text{ ч};$$

$$P_{Б\Sigma} = P_{Б-2} + P_{Б-3} = 15 + 15 = 30 \text{ МВт};$$

$$T_{\text{нб } Б\Sigma} = (P_{Б-2} \cdot T_{\text{нб } Б-2} + P_{Б-3} \cdot T_{\text{нб } Б-3}) / (P_{Б-2} + P_{Б-3}) =$$

$$= (15 \cdot 4000 + 15 \cdot 3000) / (15 + 15) = 3500 \text{ ч}.$$

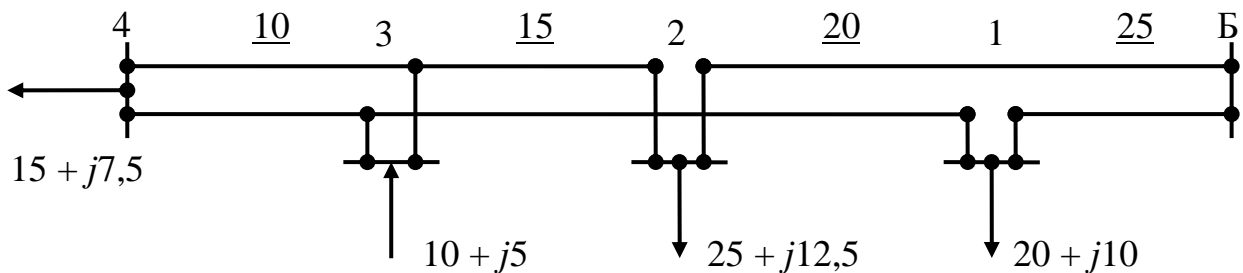
6. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В НОРМАЛЬНОМ И ПОСЛЕАВАРИЙНОМ РЕЖИМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»

6.1. Исходные данные для выполнения контрольной работы «Определение потокораспределения в нормальном и послеаварийном режимах электрической сети»

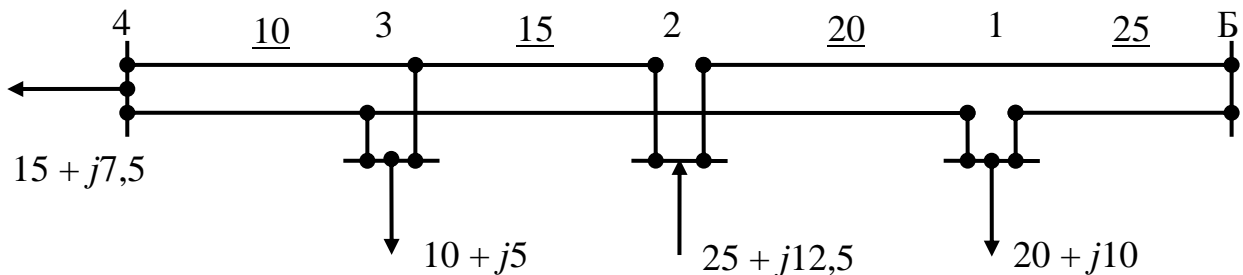
Для заданных на рисунках вариантов фрагментов схем электрической сети 110 кВ определить:

- потокораспределения в нормальном режиме;
- потокораспределения в характерном послеаварийном режиме.

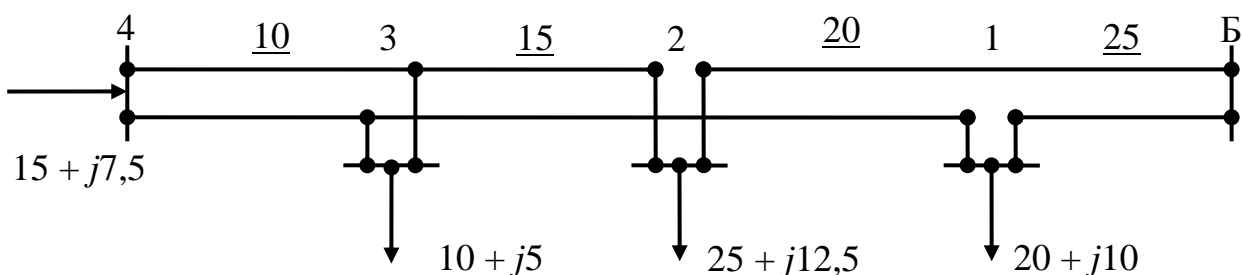
Вариант 1

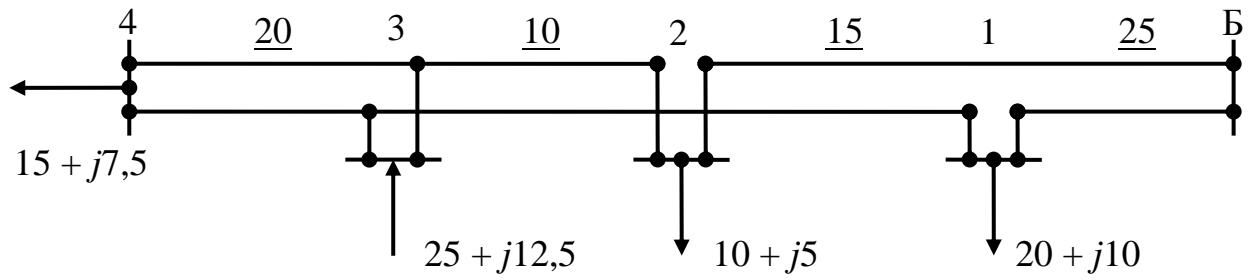
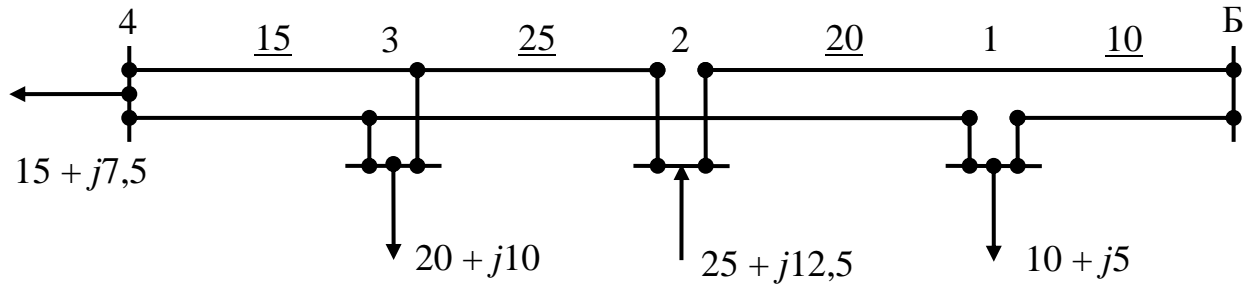
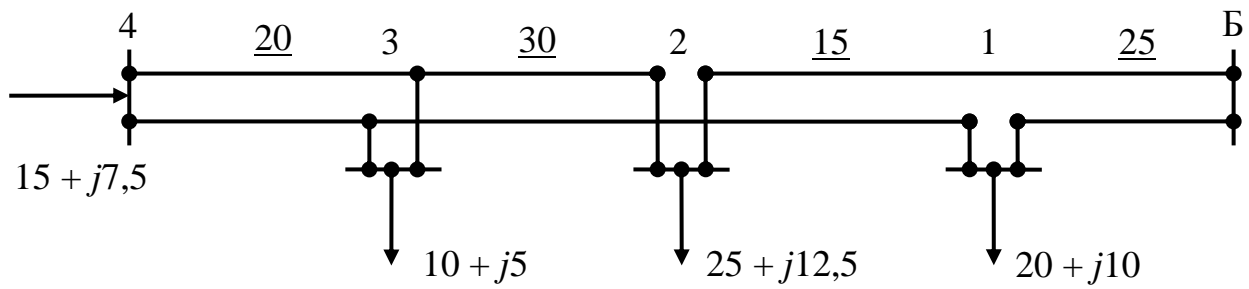
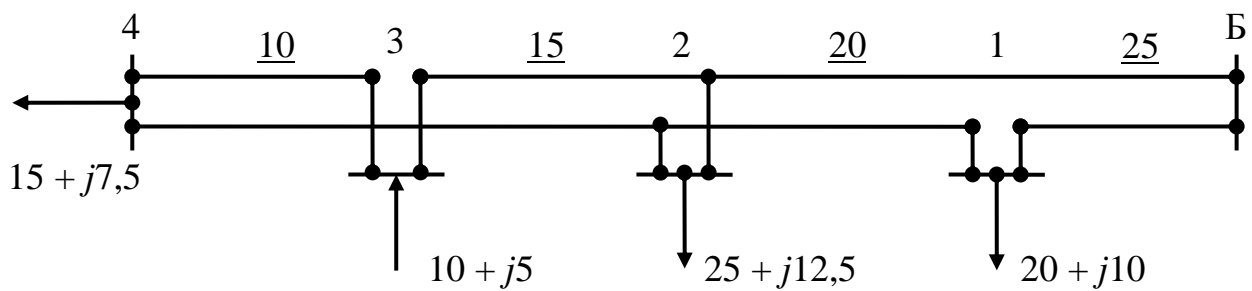
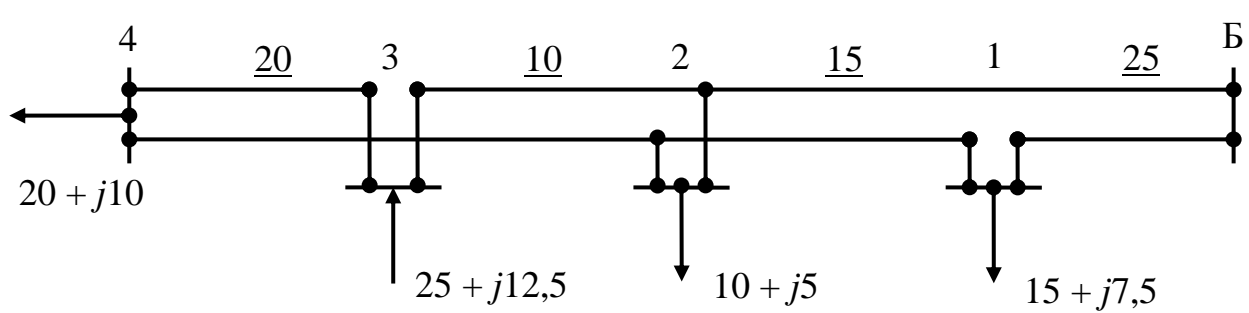


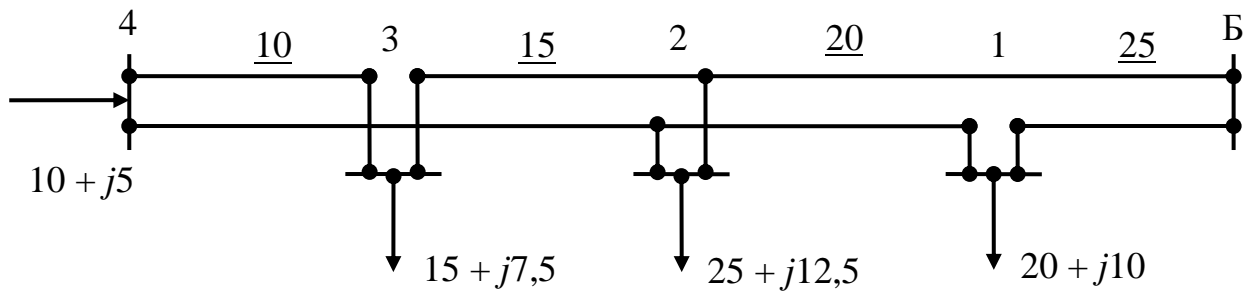
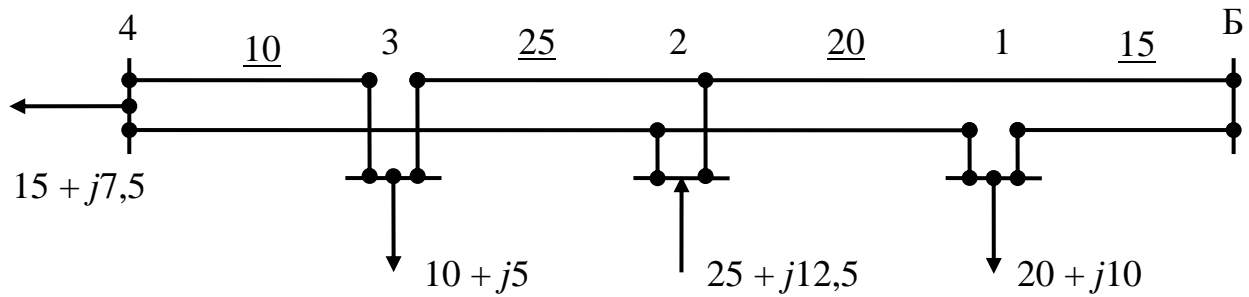
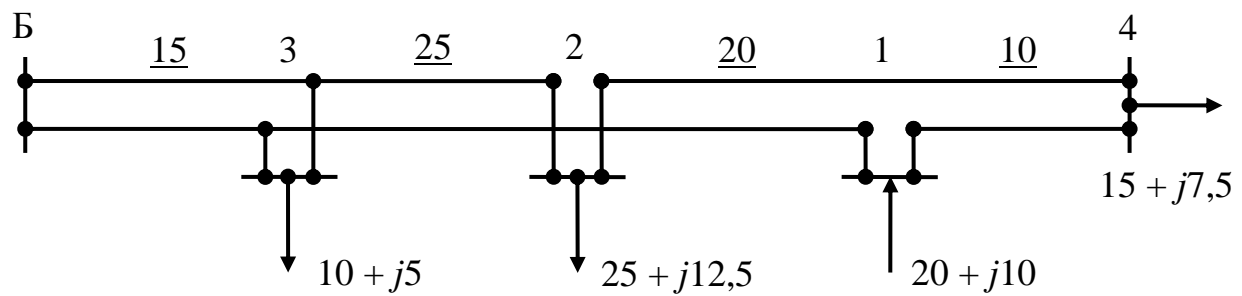
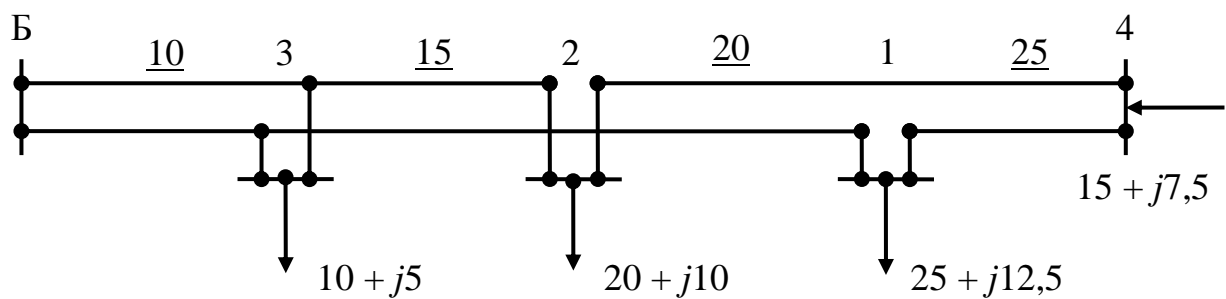
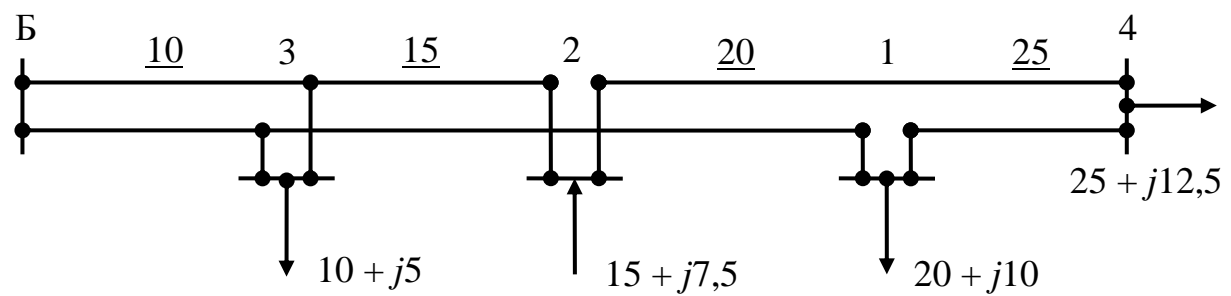
Вариант 2

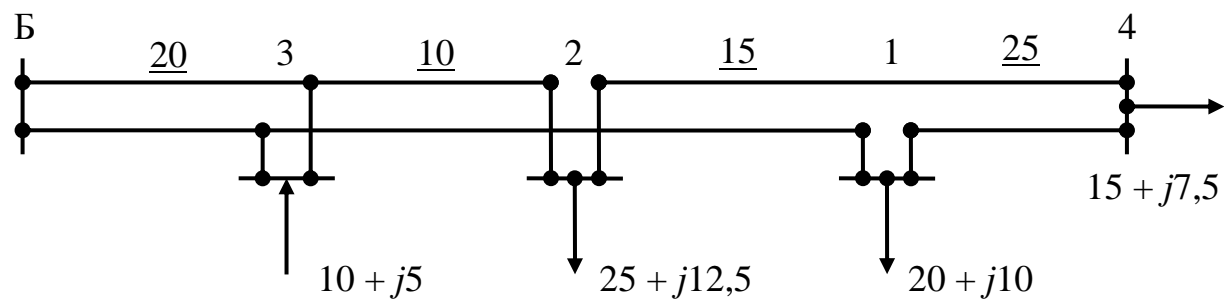
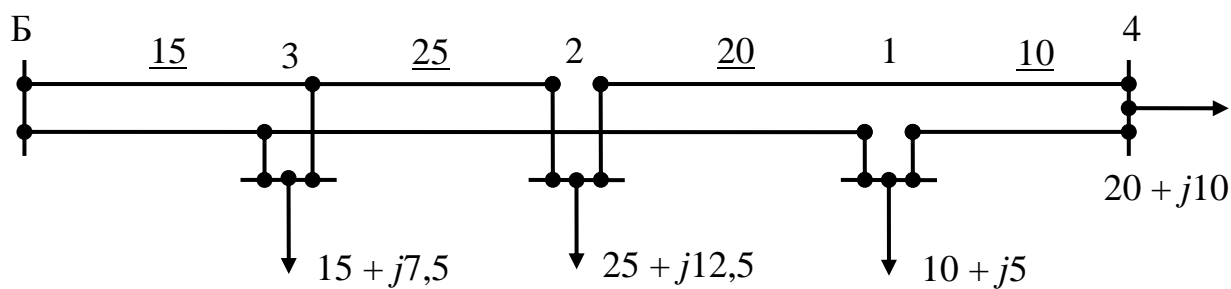
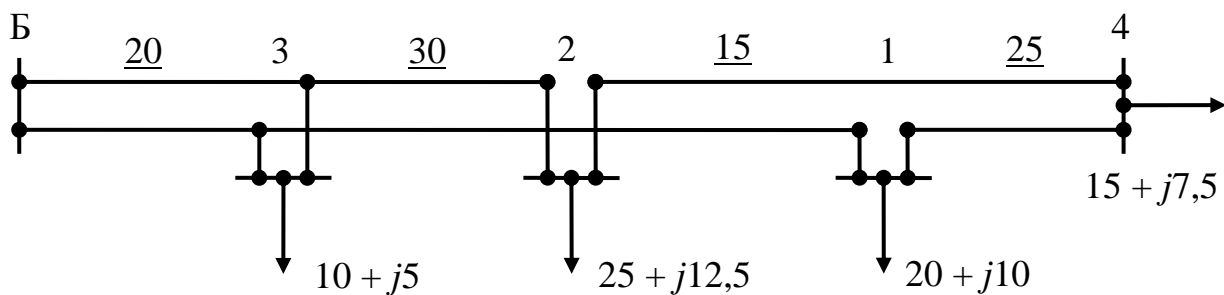
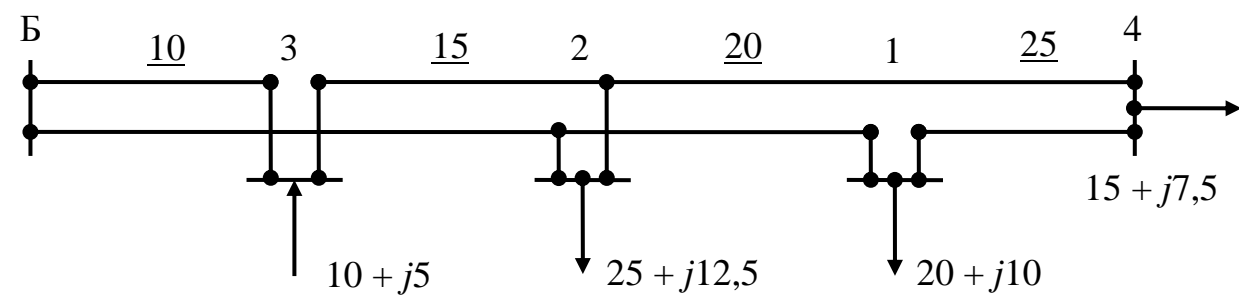
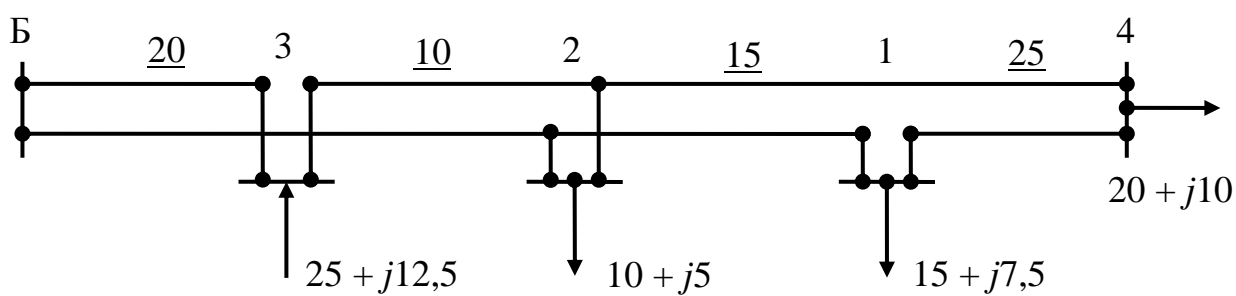


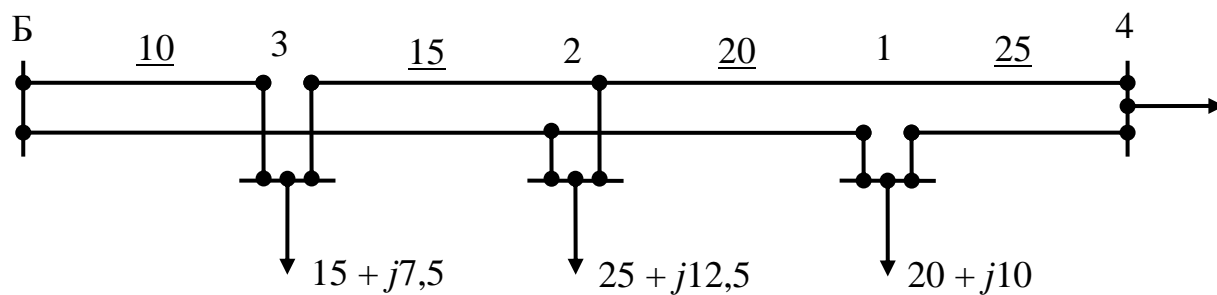
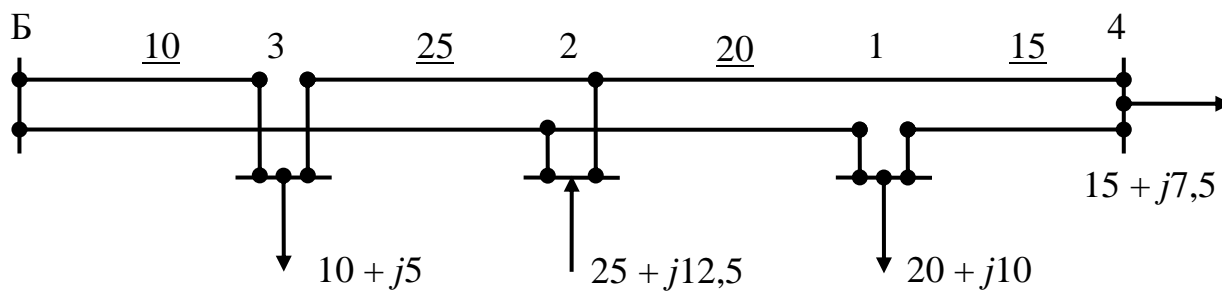
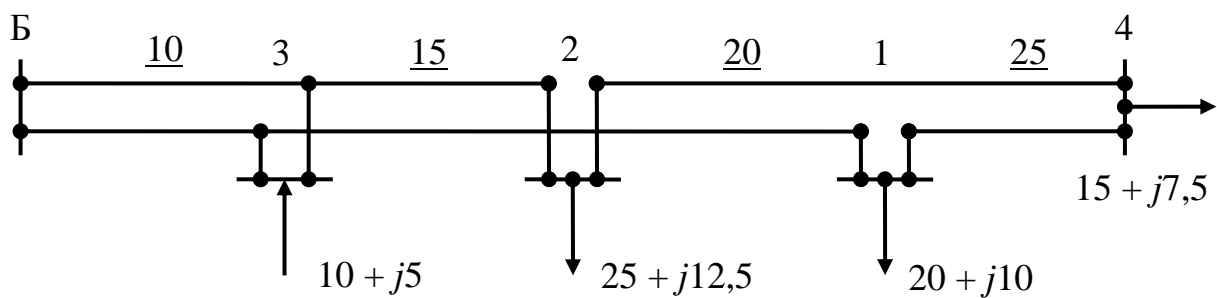
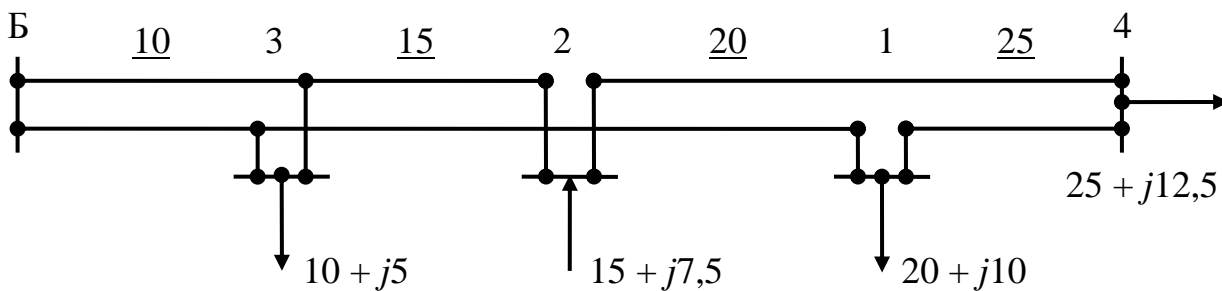
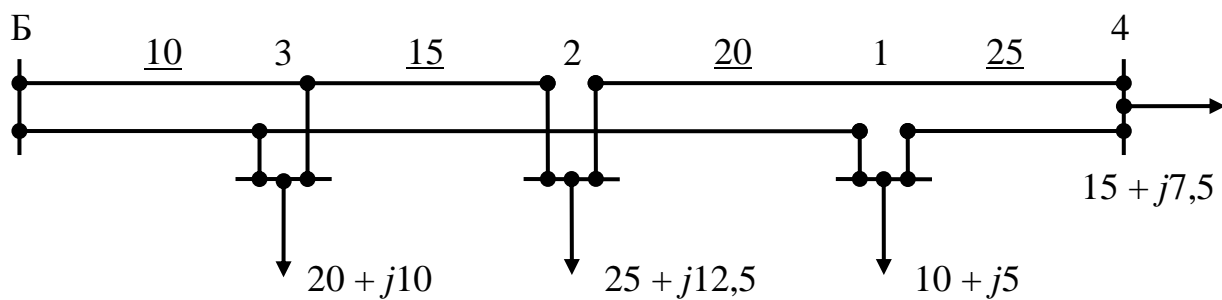
Вариант 3

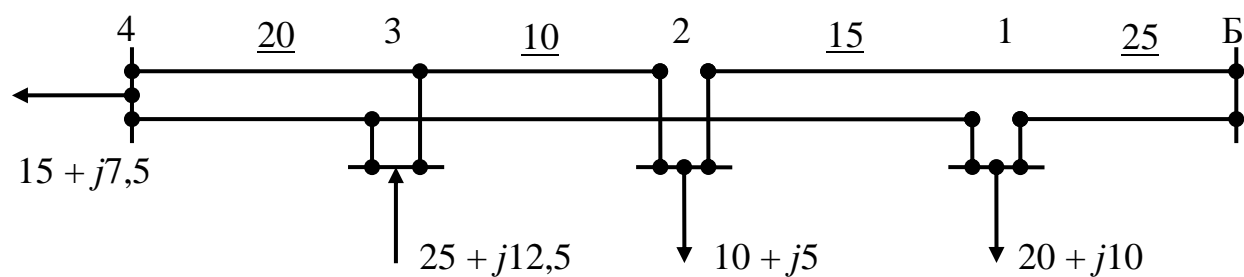
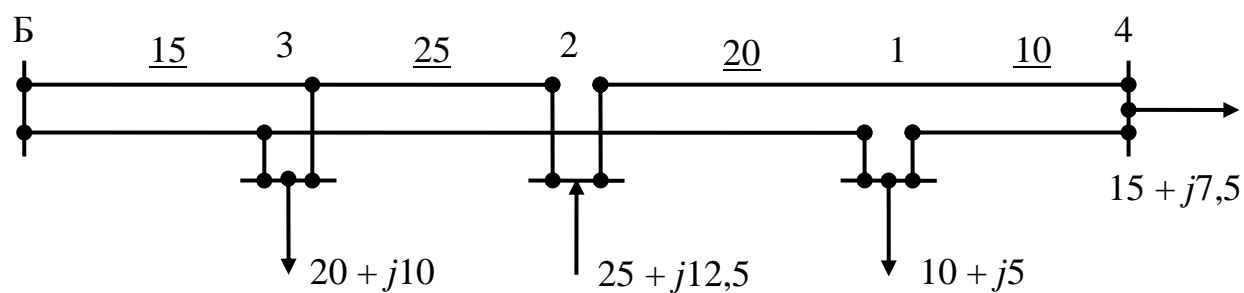
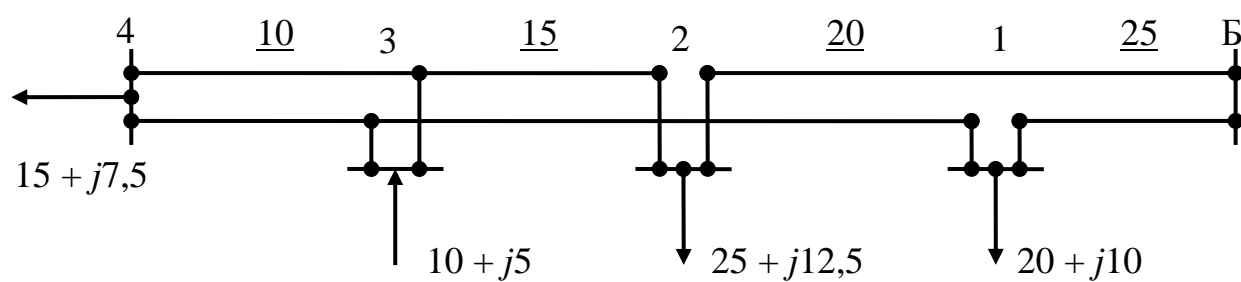
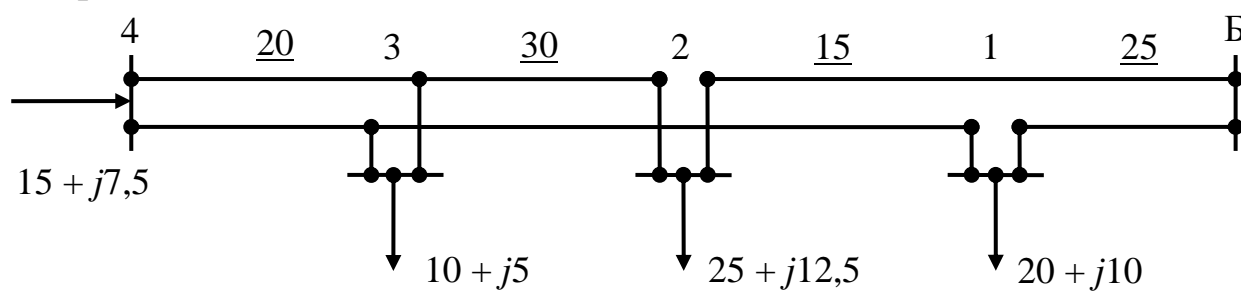
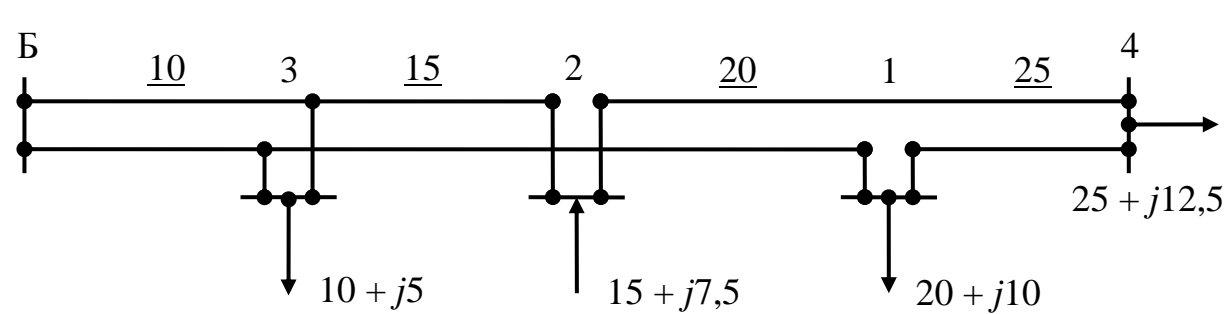


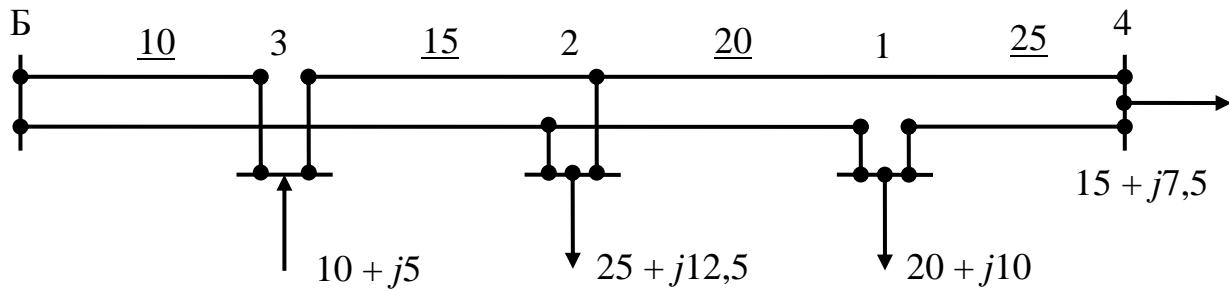
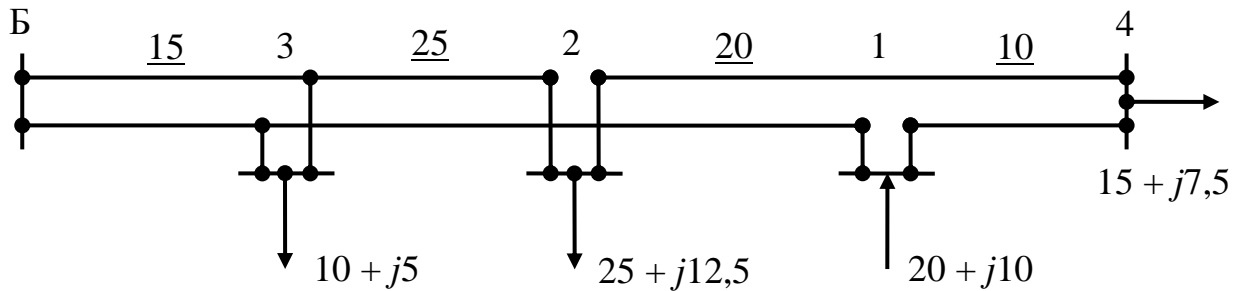
Вариант 4**Вариант 5****Вариант 6****Вариант 7****Вариант 8**

Вариант 9**Вариант 10****Вариант 11****Вариант 12****Вариант 13**

Вариант 14**Вариант 15****Вариант 16****Вариант 17****Вариант 18**

Вариант 19**Вариант 20****Вариант 21****Вариант 22****Вариант 23**

Вариант 24**Вариант 25****Вариант 26****Вариант 27****Вариант 28**

Вариант 29**Вариант 30**

**6.2. Пример выполнения контрольной работы «Определение
потокораспределения в нормальном и послеаварийных режимах
электрической сети»**

Выполнение задания для показанного на рис. 6.1 фрагмента схемы электрической сети 110 кВ включает определение:

- потокораспределения в нормальном режиме;
- потокораспределения в характерном послеаварийном режиме.

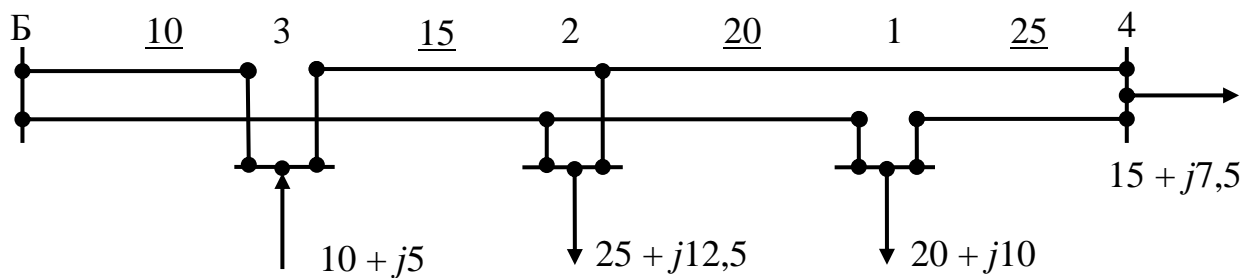


Рисунок 6.1 – Фрагмент исходной схемы электрической сети 110 кВ

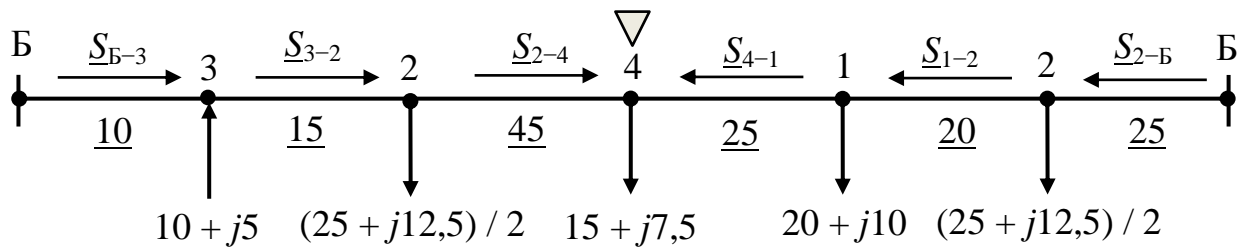


Рисунок 6.2 – Расчетная схема электрической сети

Нормальный режим фрагмента схемы электрической сети (рис. 6.2):

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Б-3} = & [-\underline{S}_3 (L_{3-2} + L_{2-4} + L_{4-1} + L_{1-2} + L_{2-Б}) + (\underline{S}_2 / 2) (L_{2-4} + L_{4-1} + L_{1-2} + L_{2-Б}) + \\ & + \underline{S}_4 (L_{4-1} + L_{1-2} + L_{2-Б}) + \underline{S}_1 (L_{1-2} + L_{2-Б}) + (\underline{S}_2 / 2) \cdot L_{2-Б}] / \\ & / (L_{Б-3} + L_{3-2} + L_{2-4} + L_{4-1} + L_{1-2} + L_{2-Б}) = \\ = & [- (10 + j5) (15 + 45 + 25 + 20 + 25) + (25 + j12,5) / 2 (45 + 25 + 20 + 25) + \\ & + (15 + j7,5) (25 + 20 + 25) + (20 + j10) (20 + 25) + \\ & + (25 + j12,5) / 2 \cdot 25] / (10 + 15 + 45 + 25 + 20 + 25) = (17,143 + j8,571) \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{Б-2} = & [(\underline{S}_2 / 2) (L_{Б-3} + L_{3-2} + L_{2-4} + L_{4-1} + L_{1-2}) + \underline{S}_1 (L_{Б-3} + L_{3-2} + L_{2-4} + L_{4-1}) + \\ & + \underline{S}_4 (L_{Б-3} + L_{3-2} + L_{2-4}) + (\underline{S}_2 / 2) (L_{Б-3} + L_{3-2}) - \underline{S}_3 \cdot L_{Б-3}] / \\ & / (L_{Б-3} + L_{3-2} + L_{2-4} + L_{4-1} + L_{1-2} + L_{2-Б}) = \\ = & [(25 + j12,5) / 2 (10 + 15 + 45 + 25 + 20) + (20 + j10) (10 + 15 + 45 + 25) + \\ & + (15 + j7,5) (10 + 15 + 45) + (25 + j12,5) / 2 (10 + 15) - \\ & - (10 + j5) \cdot 10] / (10 + 15 + 45 + 25 + 20 + 25) = (32,857 + j16,429) \text{ MBA}; \end{aligned}$$

Проверка. $\underline{S}_{Б-3} + \underline{S}_{Б-2} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 - \underline{S}_3 + \underline{S}_4$.

$$\underline{S}_{Б-3} + \underline{S}_{Б-2} = (17,143 + j8,571) + (32,857 + j16,429) = (50 + j25) \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 + \underline{S}_2 - \underline{S}_3 + \underline{S}_4 &= (20 + j10) + (25 + j12,5) - (10 + j5) + (15 + j7,5) = \\ &= (50 + j25) \text{ MBA}. \end{aligned}$$

$$\text{Тогда } \underline{S}_{3-2} = \underline{S}_{Б-3} + \underline{S}_3 = (17,143 + j8,571) + (10 + j5) = (27,143 + j13,571) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{2-4} = \underline{S}_{3-2} - \underline{S}_2 / 2 = (27,143 + j13,571) - (12,5 + j6,25) = (14,643 + j7,321) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{4-1} = \underline{S}_{2-4} - \underline{S}_4 = (14,643 + j7,321) - (15 + j7,5) = - (0,357 + j0,179) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{1-2} = \underline{S}_{4-1} - \underline{S}_1 = - (0,357 + j0,179) - (20 + j10) = - (20,357 + j10,179) \text{ MBA};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{2-Б} &= \underline{S}_{1-2} - \underline{S}_2 / 2 = - (20,357 + j10,179) - (12,5 + j6,25) = \\ &= (32,857 + j16,429) \text{ MBA}. \end{aligned}$$

Характерный послеаварийный режим фрагмента схемы электрической сети:

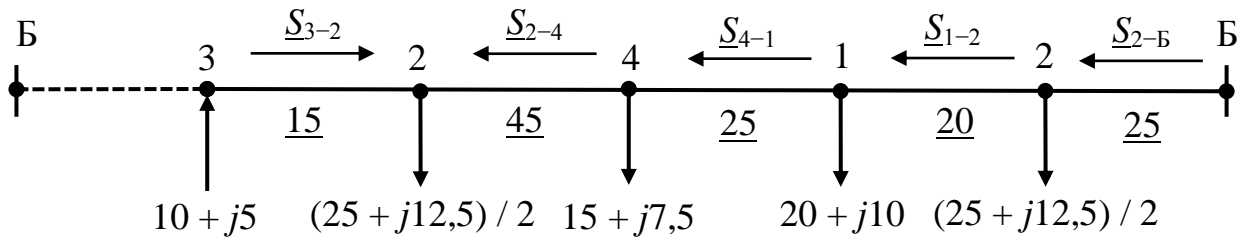


Рисунок 6.3 – Послеаварийный режим электрической сети

$$\underline{S}_{3-2} = \underline{S}_3 = (10 + j5) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{2-4} = -\underline{S}_{3-2} + \underline{S}_2 / 2 = -(10 + j5) + (25 + j12,5) / 2 = (2,5 + j1,25) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{4-1} = \underline{S}_{2-4} + \underline{S}_4 = (2,5 + j1,25) + (15 + j7,5) = (17,5 + j8,75) \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{1-2} = \underline{S}_{4-1} + \underline{S}_1 = (17,5 + j8,75) + (20 + j10) = (37,5 + j18,75) \text{ MBA};$$

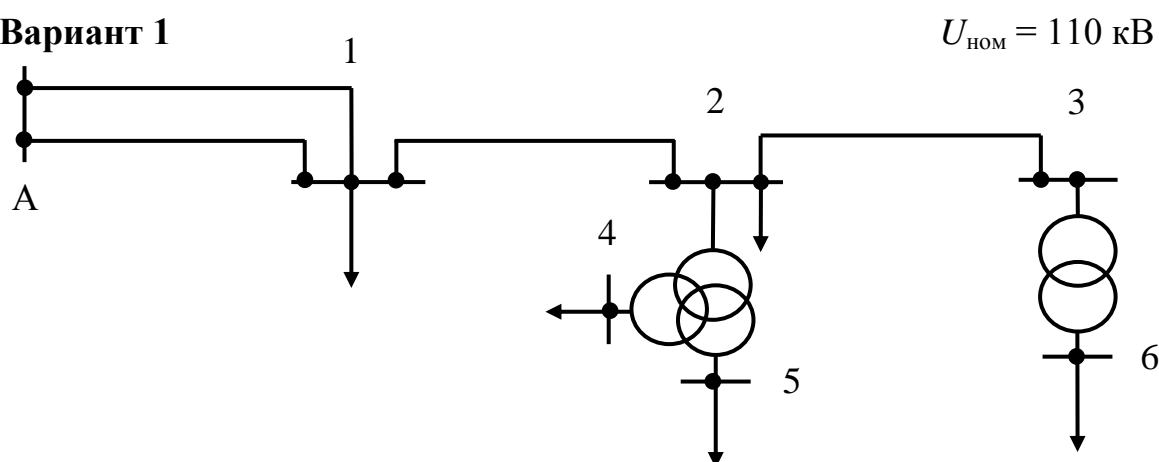
$$\underline{S}_{2-B} = \underline{S}_{1-2} - \underline{S}_2 / 2 = (37,5 + j18,75) + (25 + j12,5) / 2 = (50 + j25) \text{ MBA}.$$

7. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»

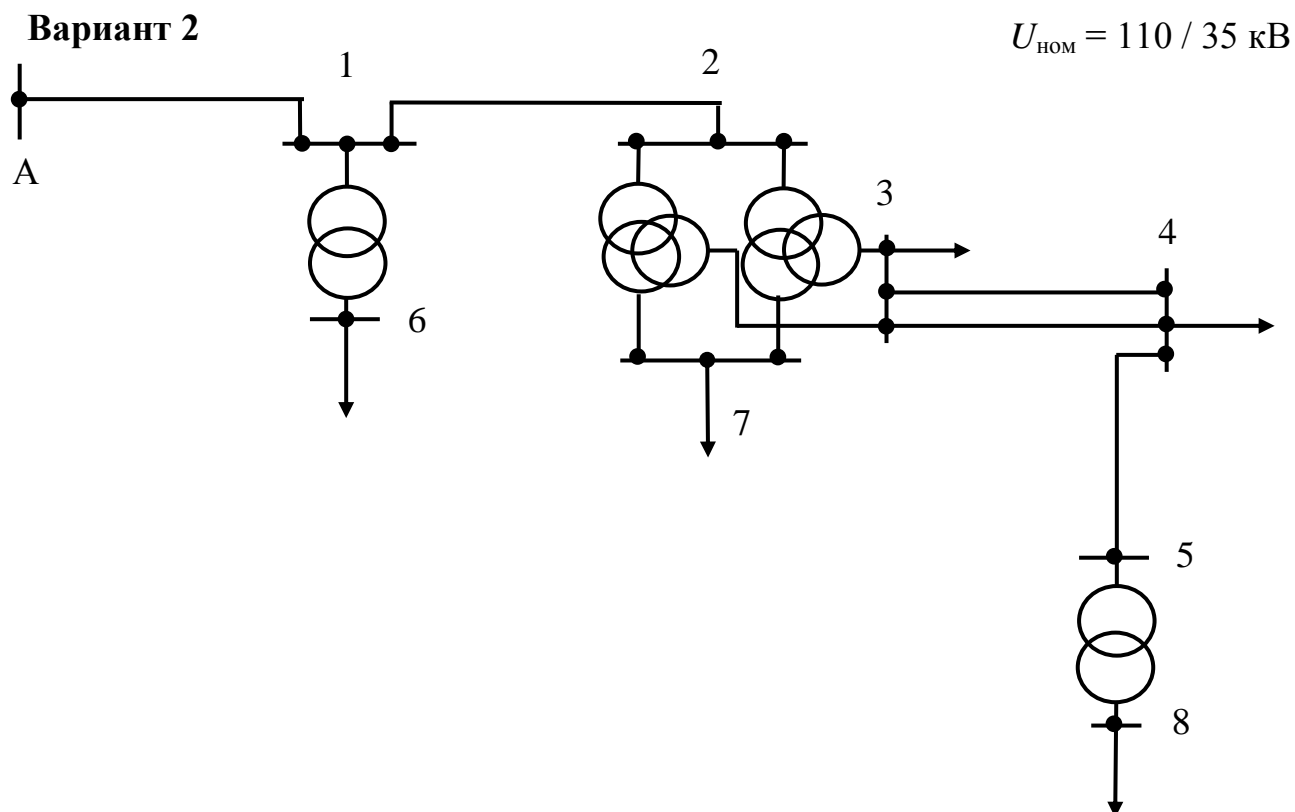
7.1. Исходные данные для выполнения контрольной работы «Составление схемы замещения разомкнутой электрической сети»

Для заданных на рисунках фрагментов схем электрической сети соответствующих напряжений составить схемы замещения.

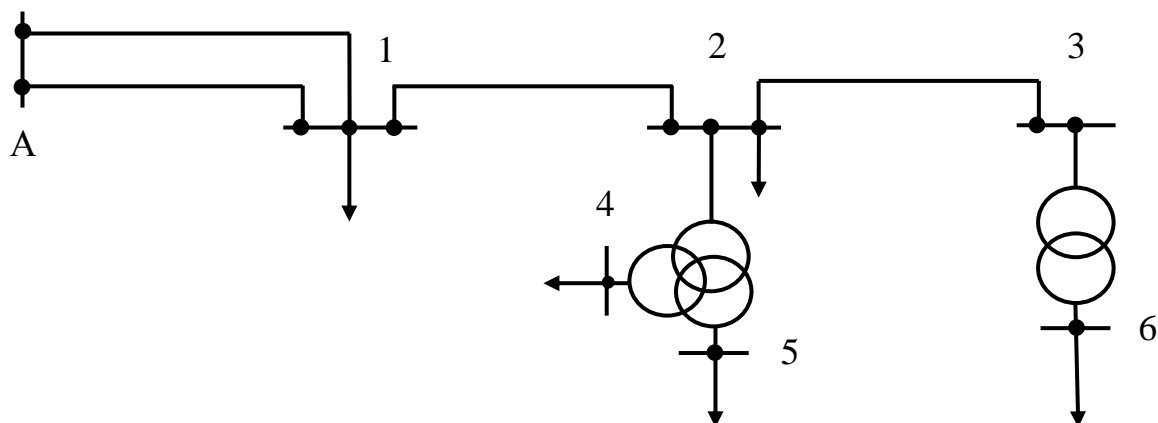
Вариант 1



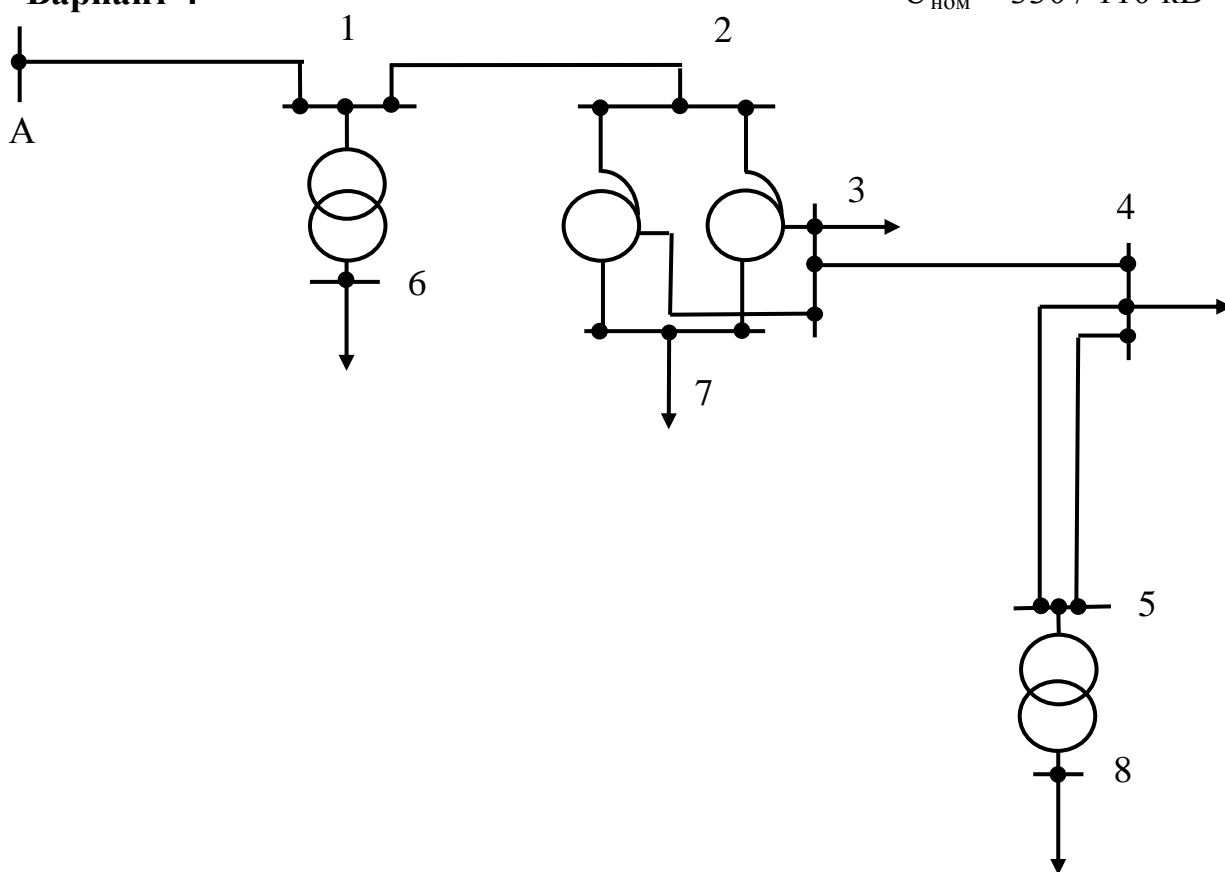
Вариант 2



Вариант 3

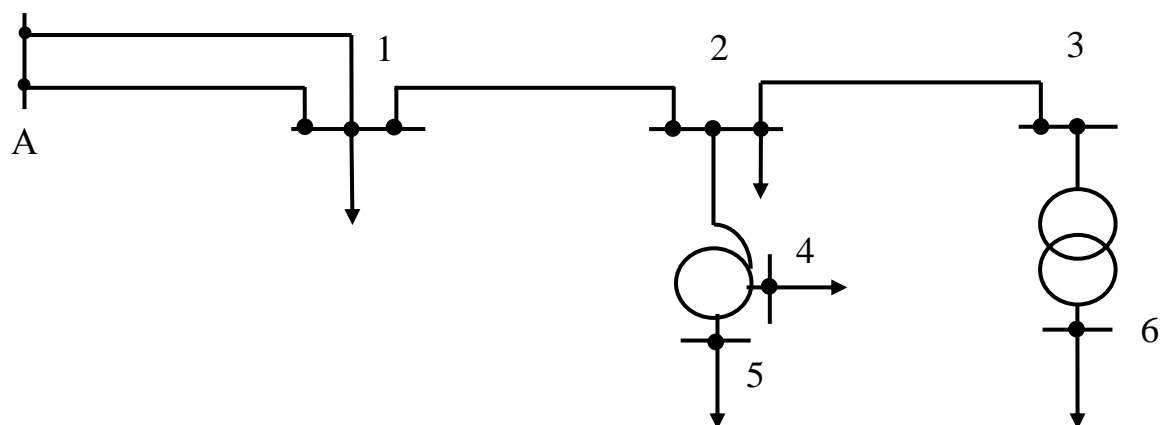
 $U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ 

Вариант 4

 $U_{\text{НОМ}} = 330 / 110 \text{ кВ}$ 

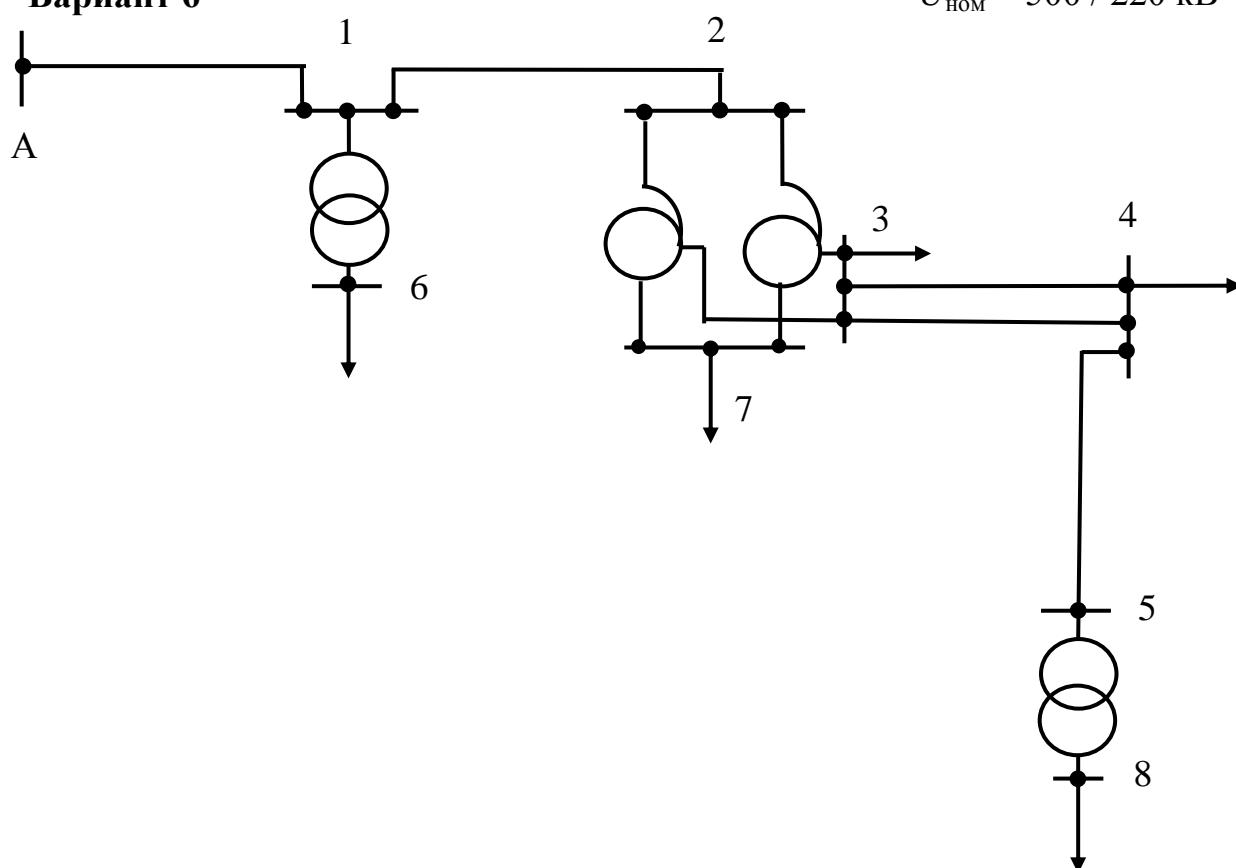
Вариант 5

$$U_{\text{НОМ}} = 330 \text{ кВ}$$



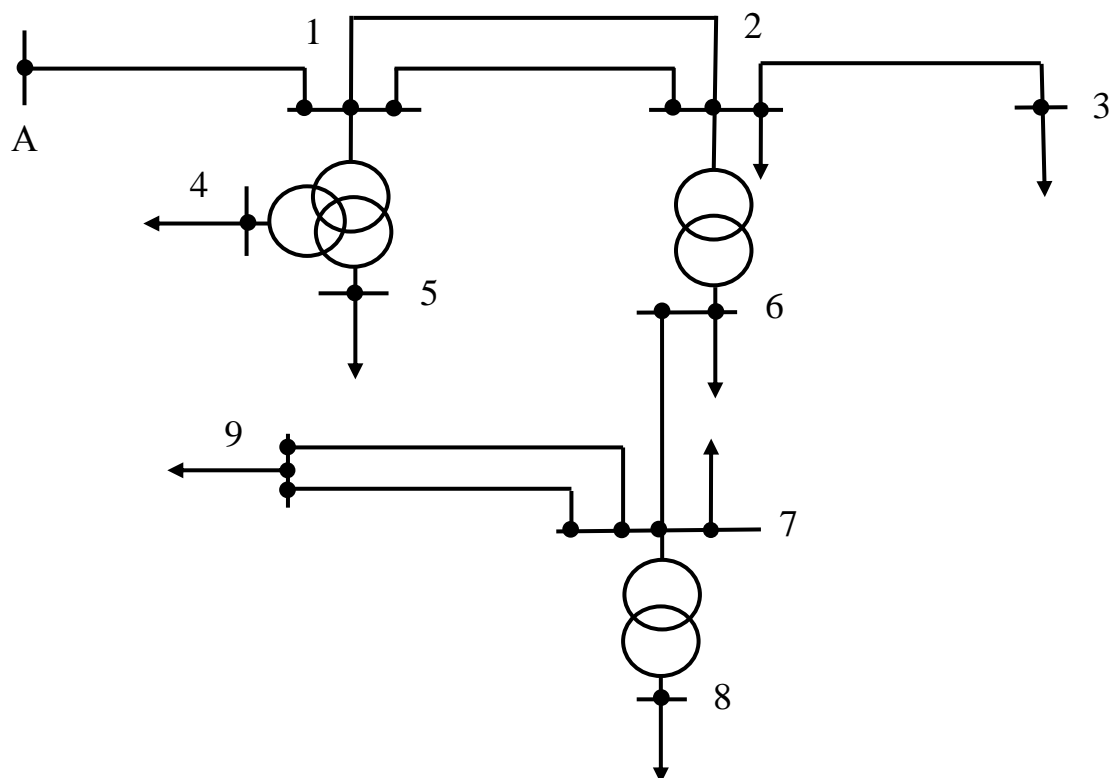
Вариант 6

$$U_{\text{НОМ}} = 500 / 220 \text{ кВ}$$



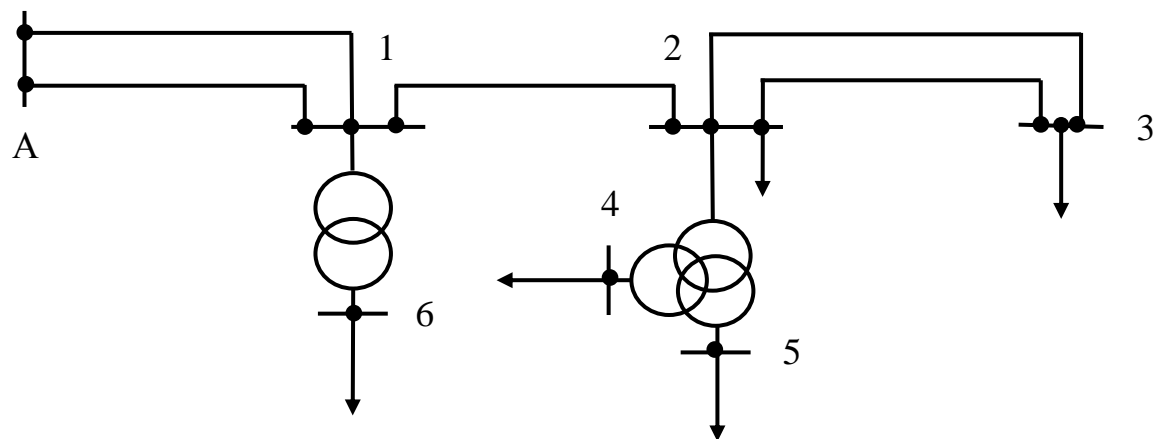
Вариант 7

$$U_{\text{НОМ}} = 150 / 35 \text{ кВ}$$



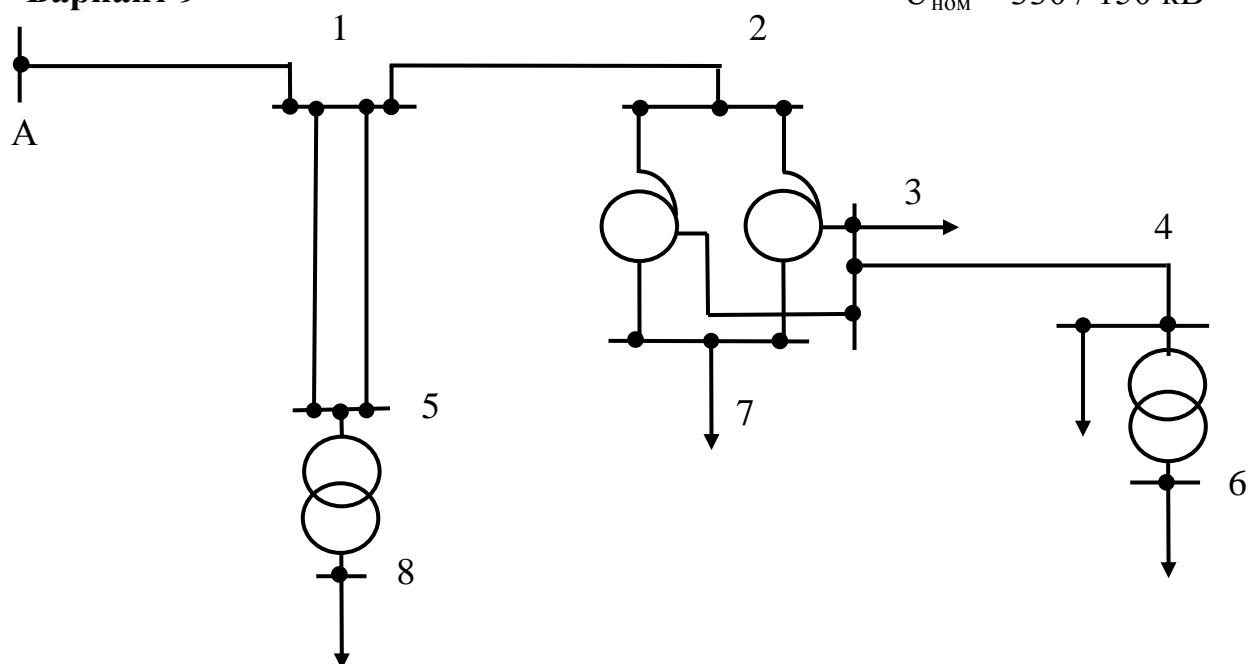
Вариант 8

$$U_{\text{НОМ}} = 220 \text{ кВ}$$



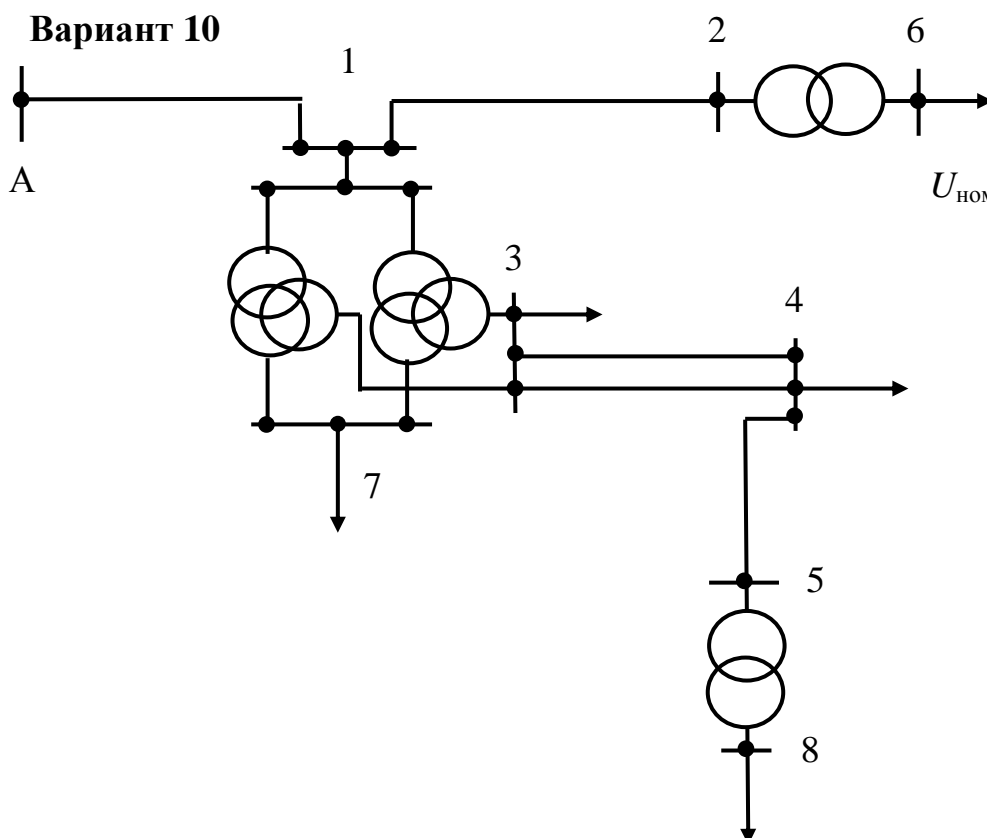
Вариант 9

$$U_{\text{НОМ}} = 330 / 150 \text{ кВ}$$



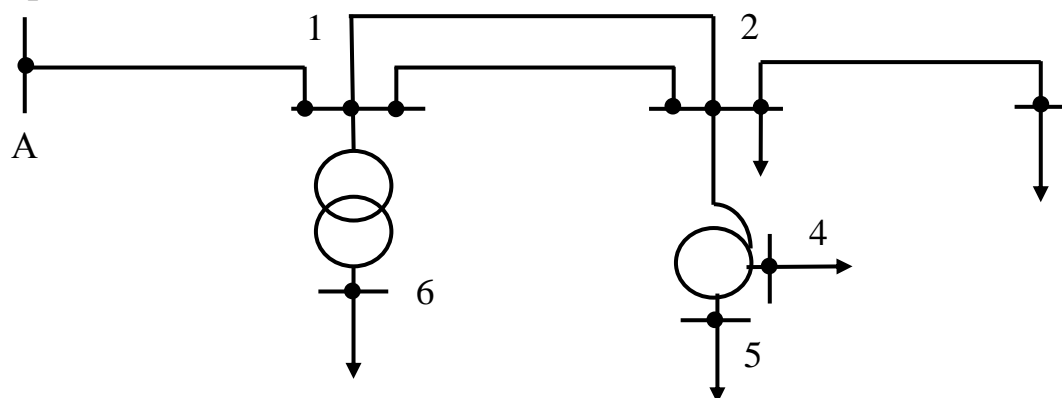
Вариант 10

$$U_{\text{НОМ}} = 150 / 35 \text{ кВ}$$



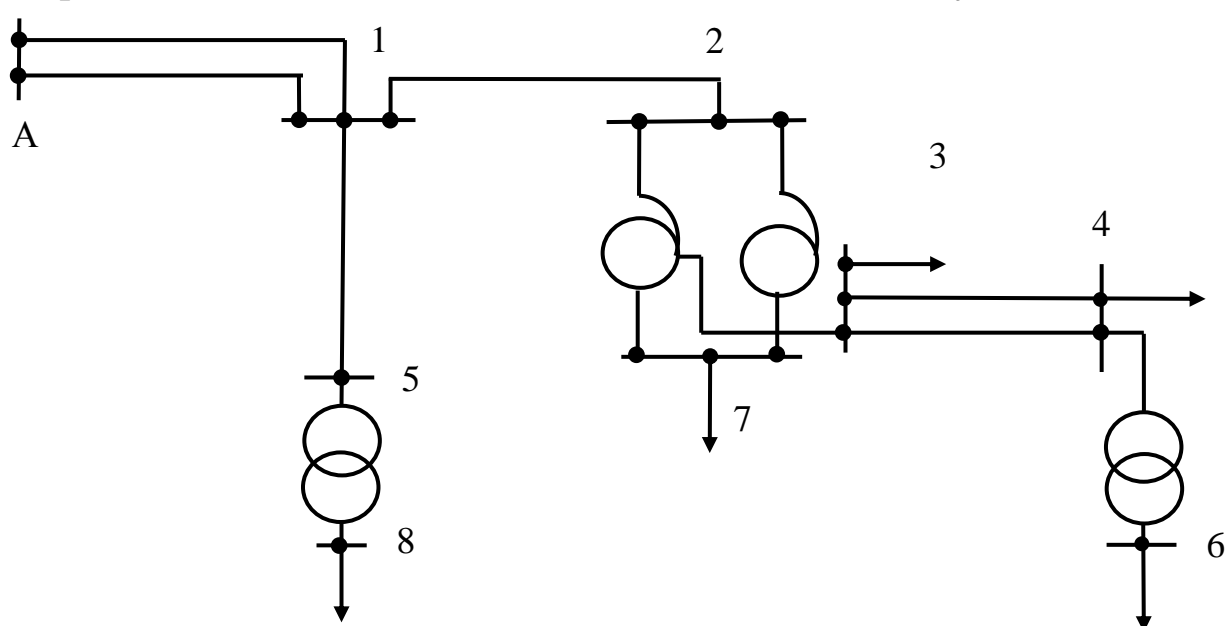
Вариант 11

$$U_{\text{НОМ}} = 500 \text{ кВ}$$



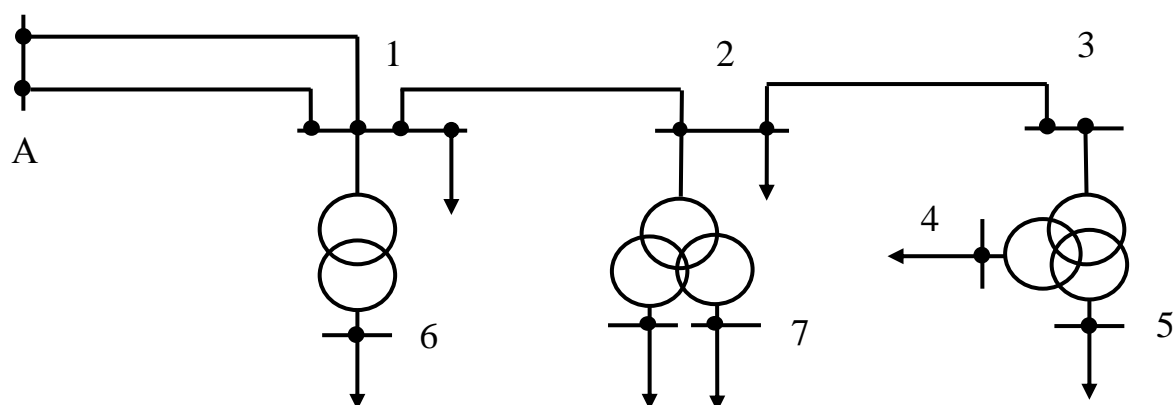
Вариант 12

$$U_{\text{НОМ}} = 330 / 220 \text{ кВ}$$



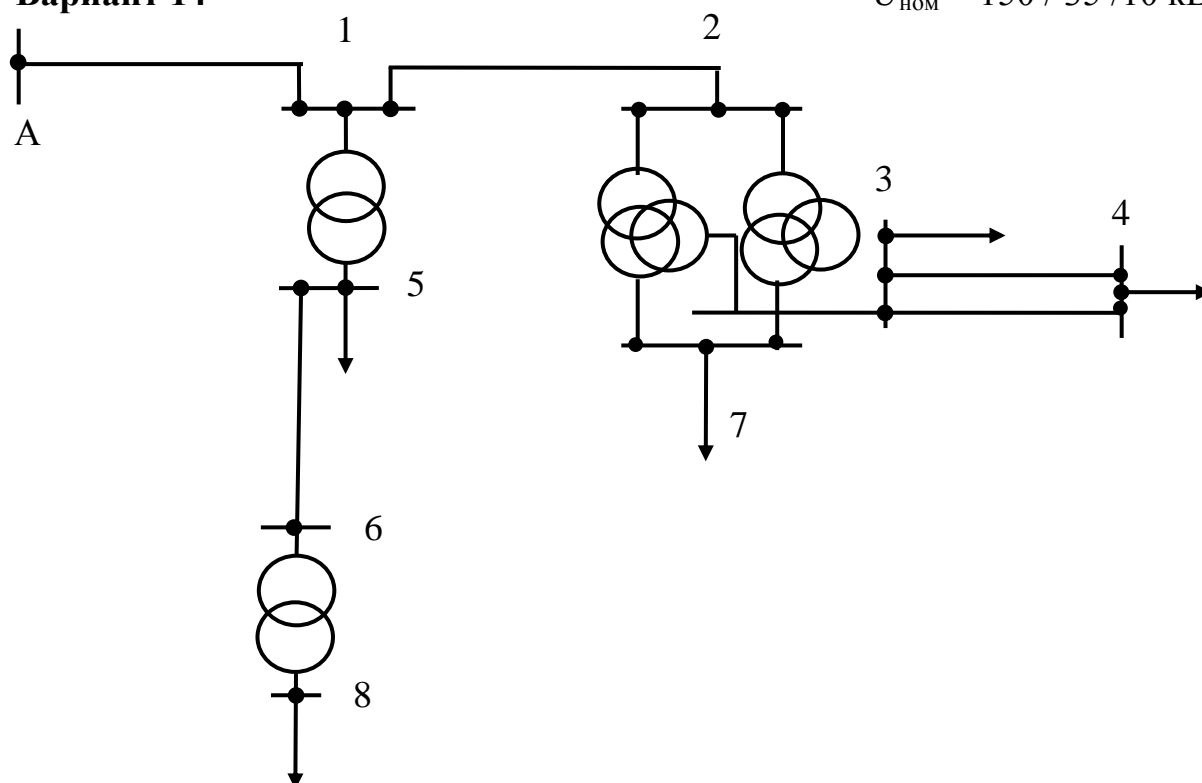
Вариант 13

$$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$$



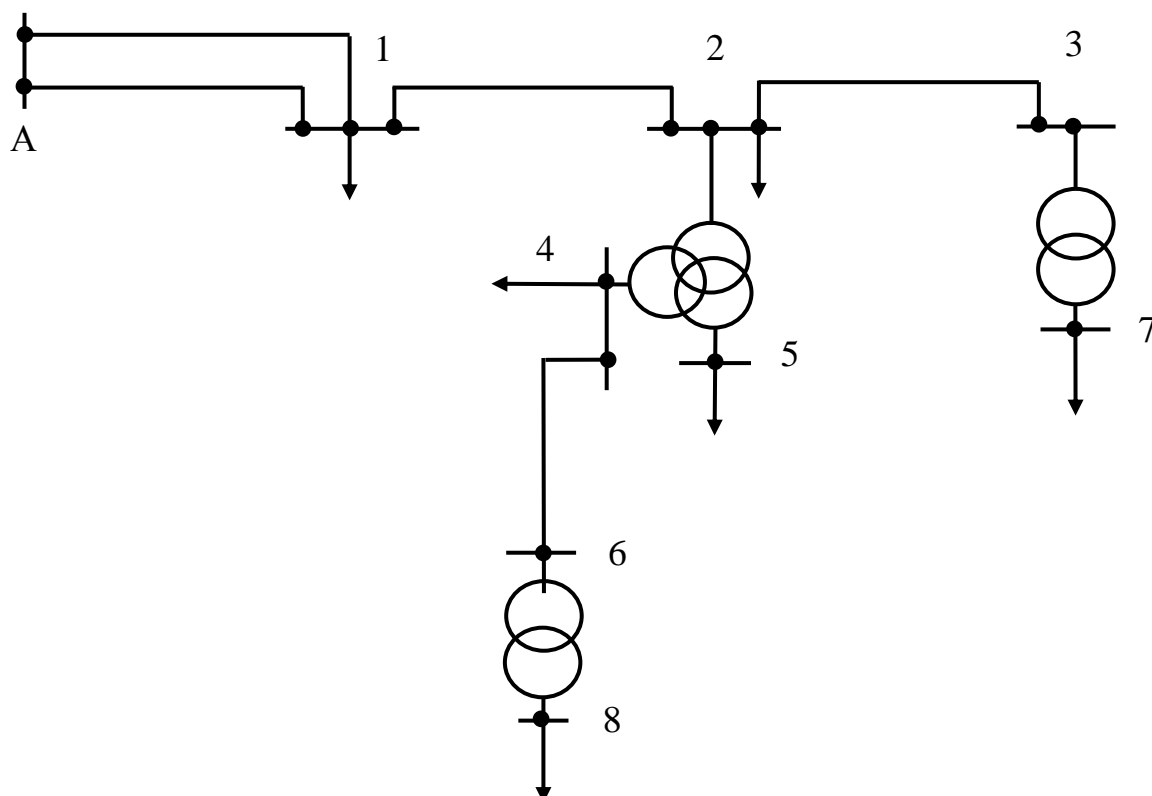
Вариант 14

$$U_{\text{НОМ}} = 150 / 35 / 10 \text{ кВ}$$

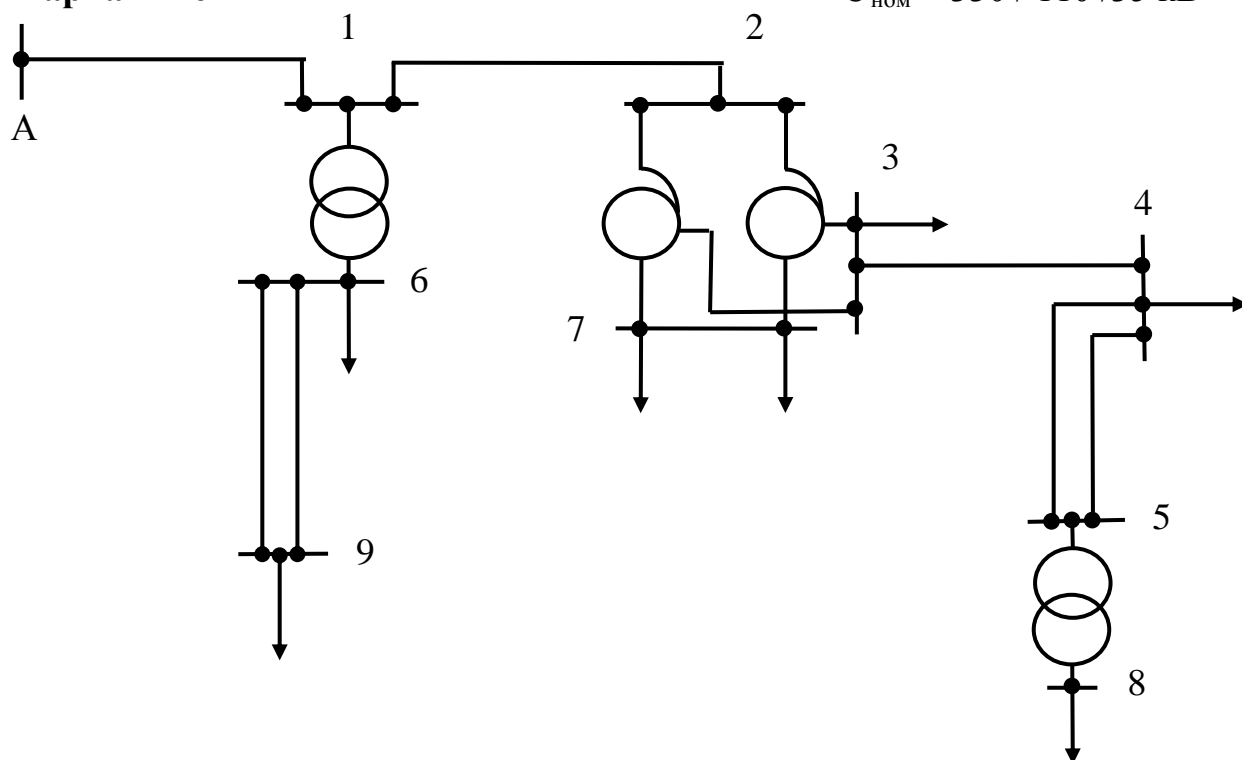


Вариант 15

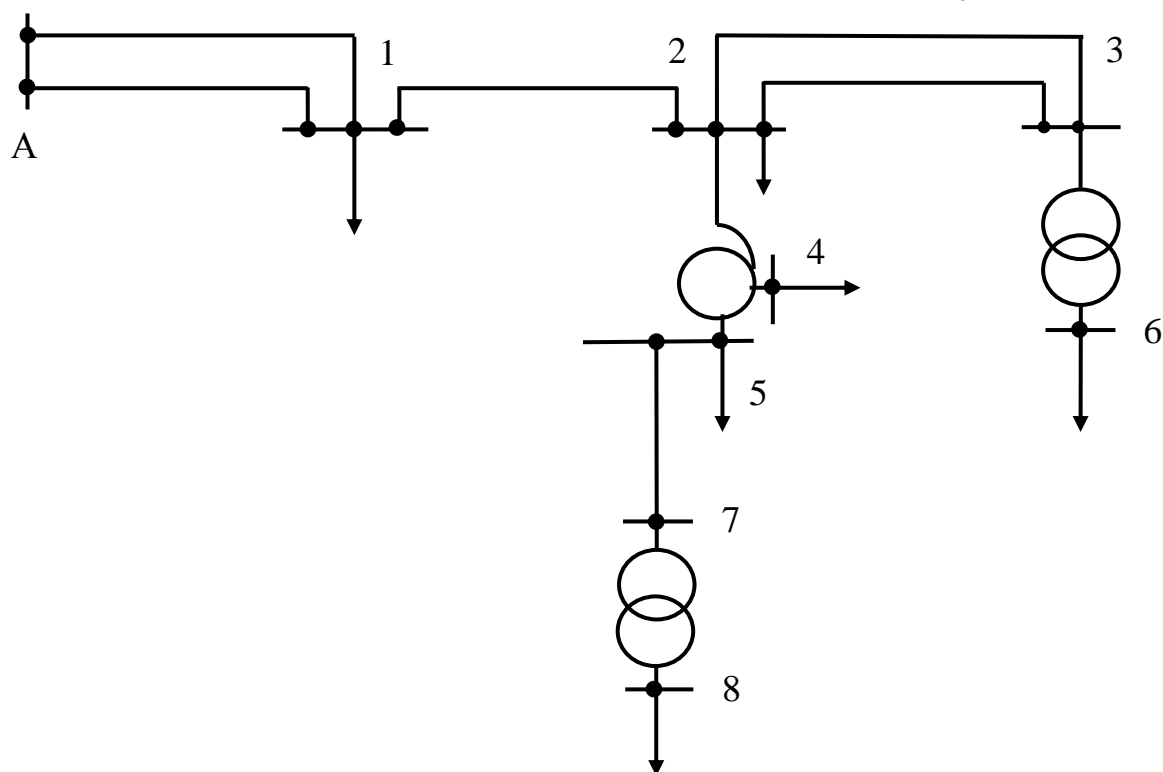
$$U_{\text{НОМ}} = 150 / 35 \text{ кВ}$$



Вариант 16

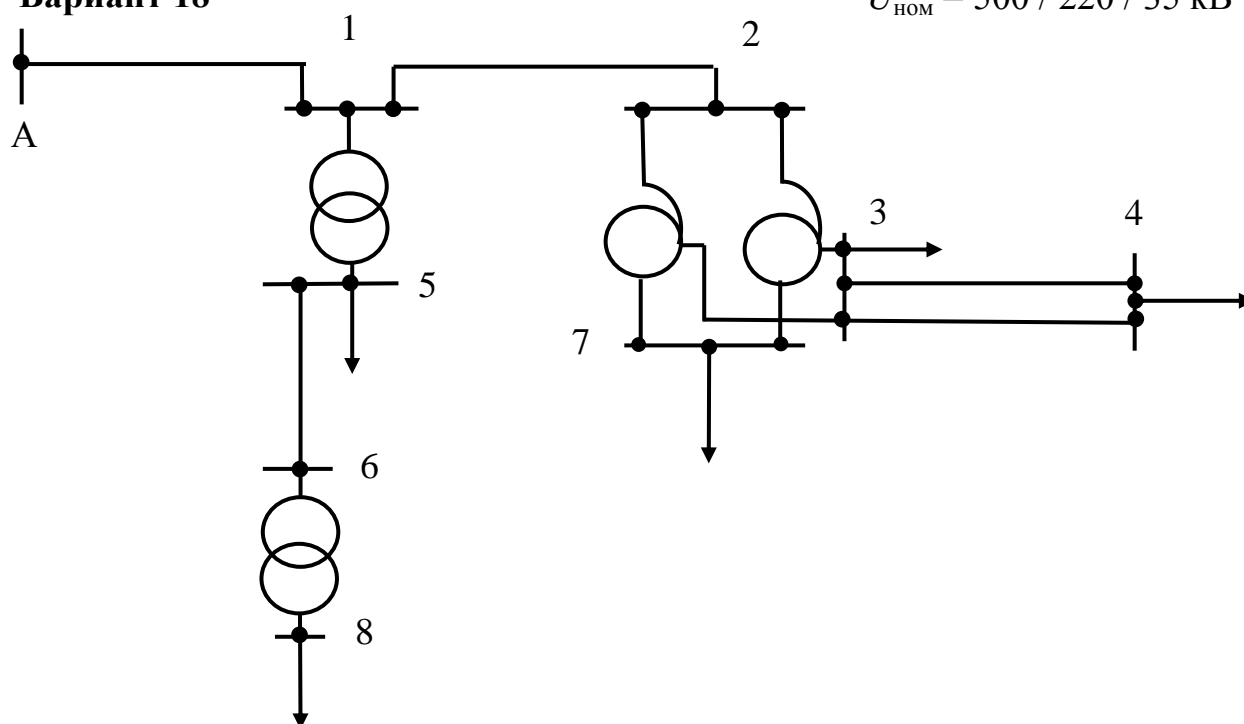
 $U_{\text{НОМ}} = 330 / 110 / 35 \text{ кВ}$ 

Вариант 17

 $U_{\text{НОМ}} = 330 / 35 \text{ кВ}$ 

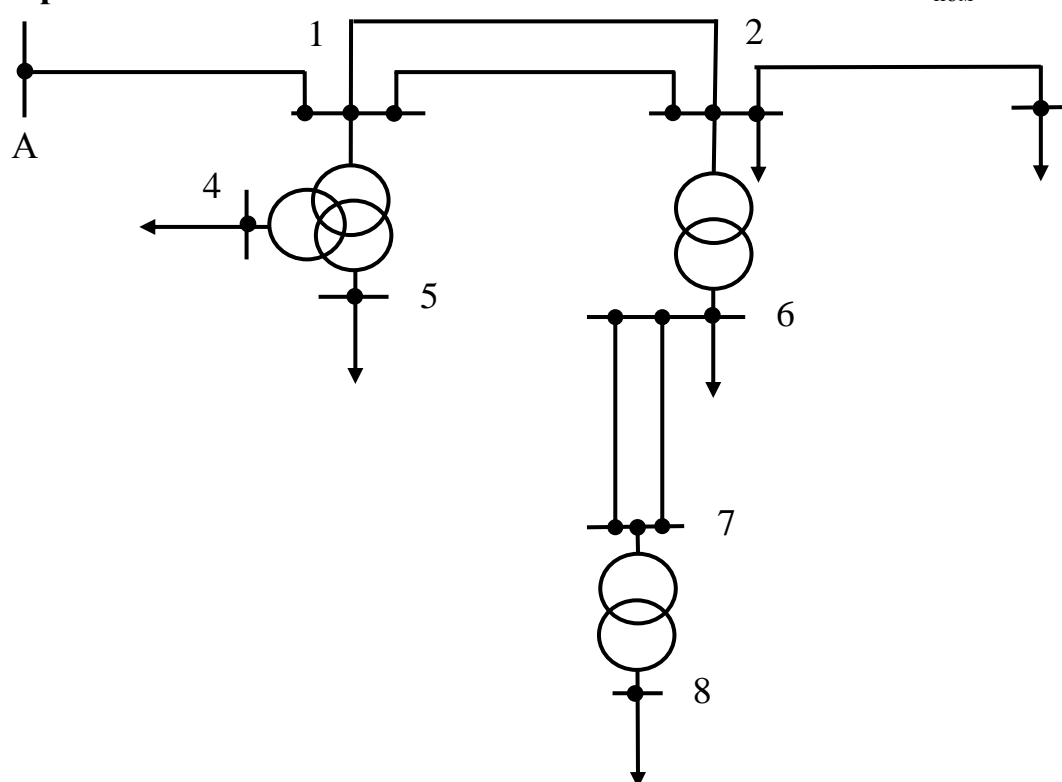
Вариант 18

$$U_{\text{НОМ}} = 500 / 220 / 35 \text{ кВ}$$



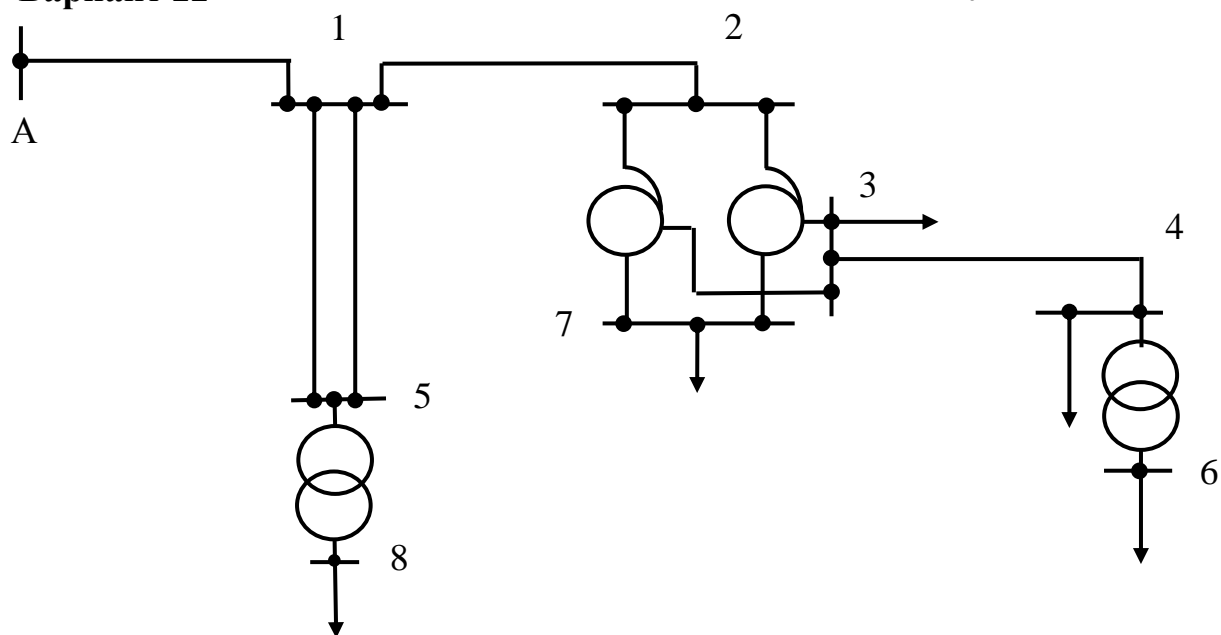
Вариант 19

$$U_{\text{НОМ}} = 150 / 35 \text{ кВ}$$



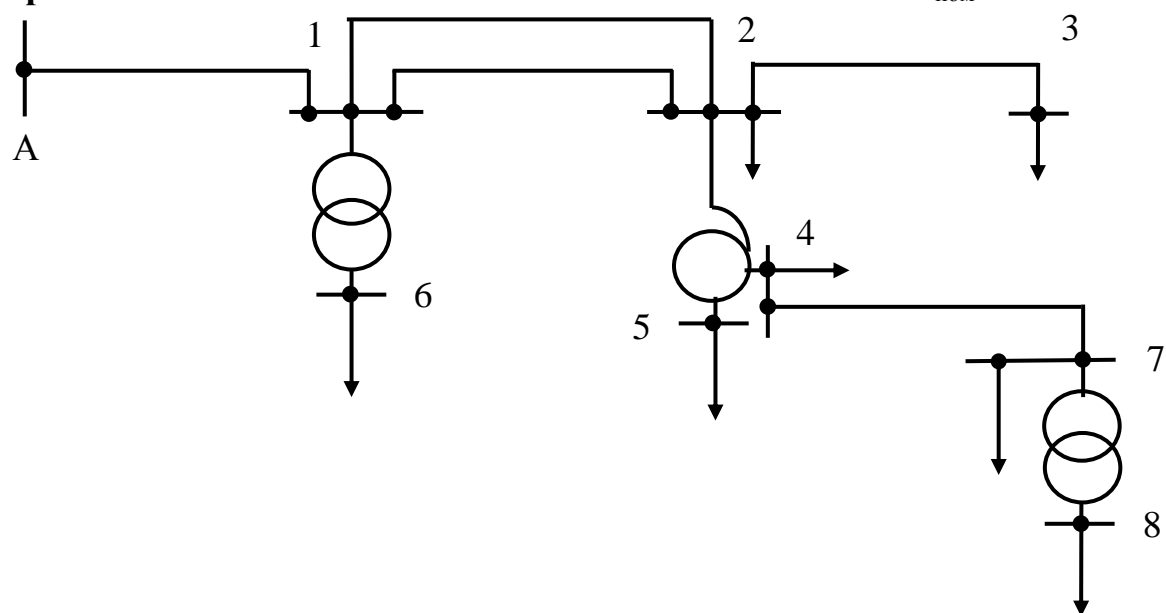
Вариант 22

$$U_{\text{НОМ}} = 330 / 110 \text{ кВ}$$



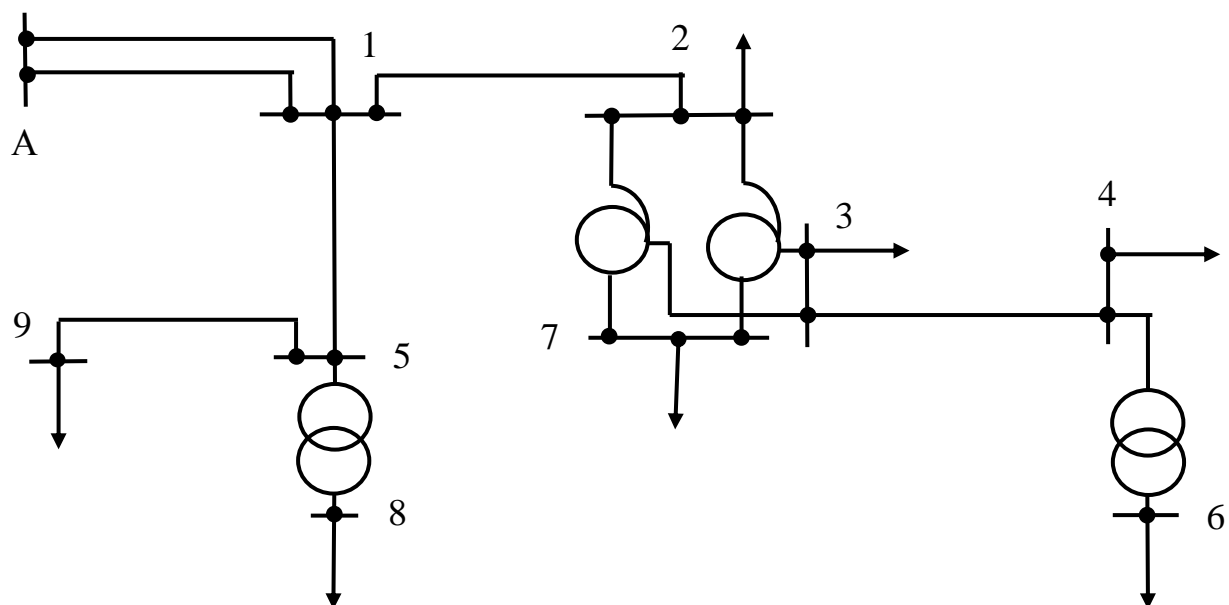
Вариант 23

$$U_{\text{НОМ}} = 500 / 220 \text{ кВ}$$



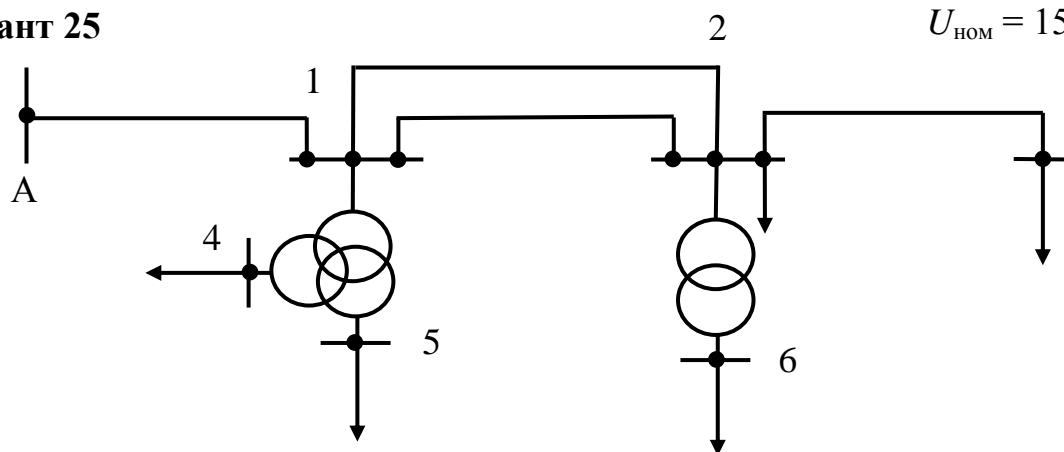
Вариант 24

$$U_{\text{НОМ}} = 330 / 150 \text{ кВ}$$



Вариант 25

$$U_{\text{НОМ}} = 150 \text{ кВ}$$



7.2. Пример выполнения контрольной работы «Составление схемы замещения разомкнутой электрической сети»

Для заданной на рис. 7.1 разомкнутой электрической сети 330/150 кВ составить схему замещения.

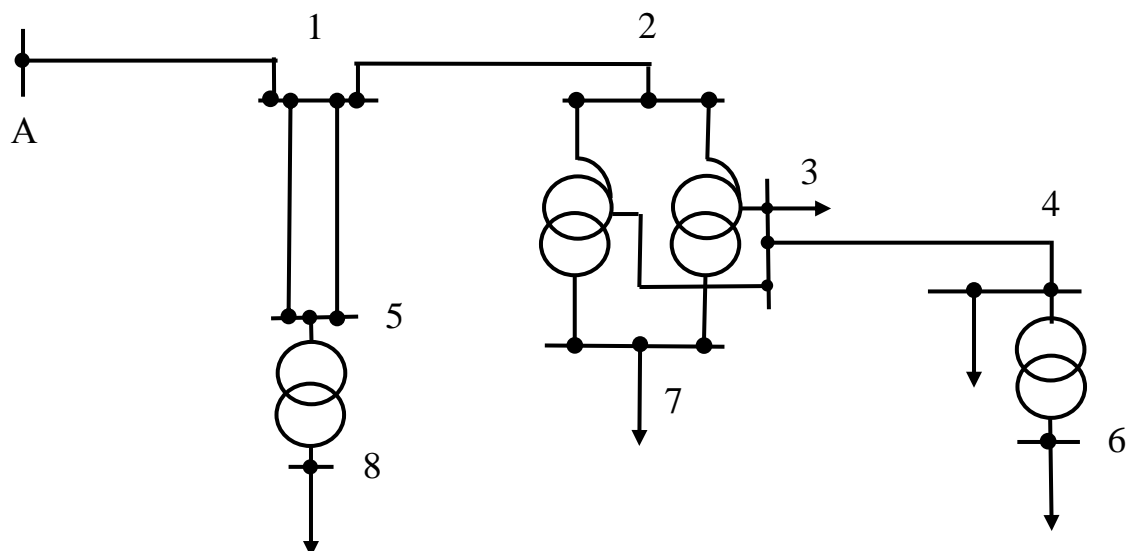


Рисунок 7.1 – Разомкнутая электрическая сеть 330/150 кВ

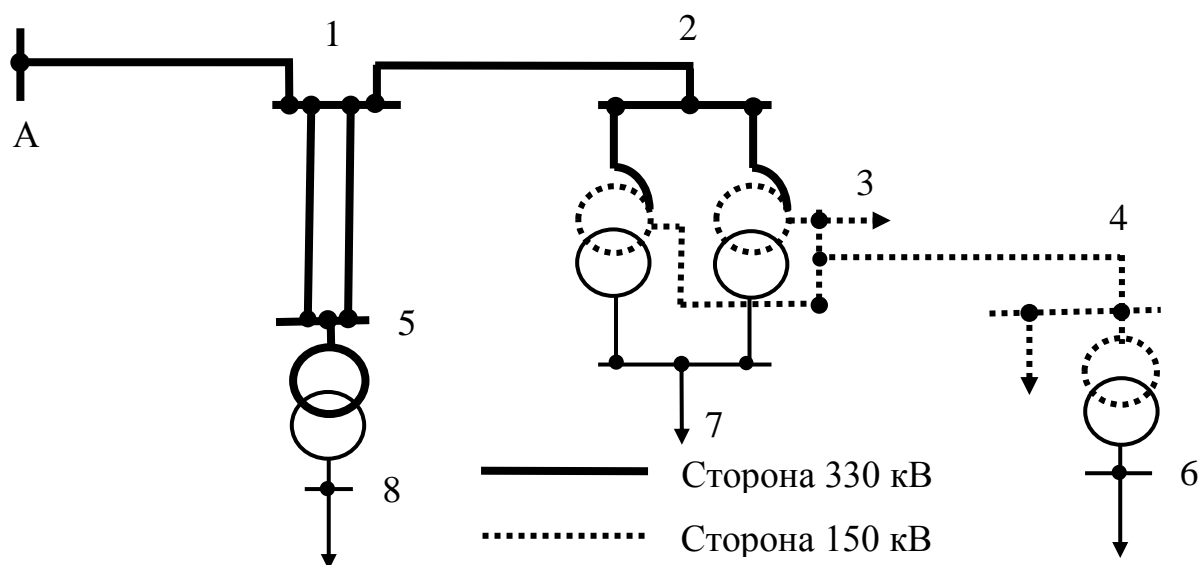


Рисунок 7.2 – Разомкнутая электрическая сеть 330/150 кВ с указанием участков напряжением 330 и 150 кВ

Схема замещения разомкнутой электрической сети составляется с использованием справочных данных о схемах замещения линий, двух- и трехобмоточных трансформаторов, а также автотрансформаторов, приведенных в подразд. 7.3.

7.3. Справочные данные о схемах ОРУ тупиковых, ответвительных, проходных и узловых ПС электрических сетей 110 кВ

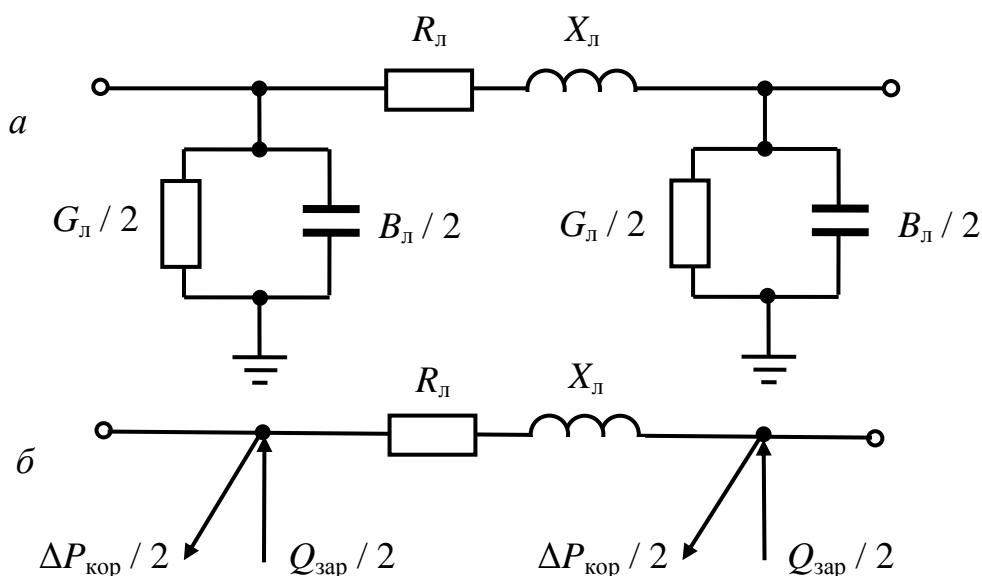


Рисунок 7.3 – П-образная полная (а) и расчетная (б) схемы замещения ВЛ с $U_{\text{ном}} \geq 330$ кВ

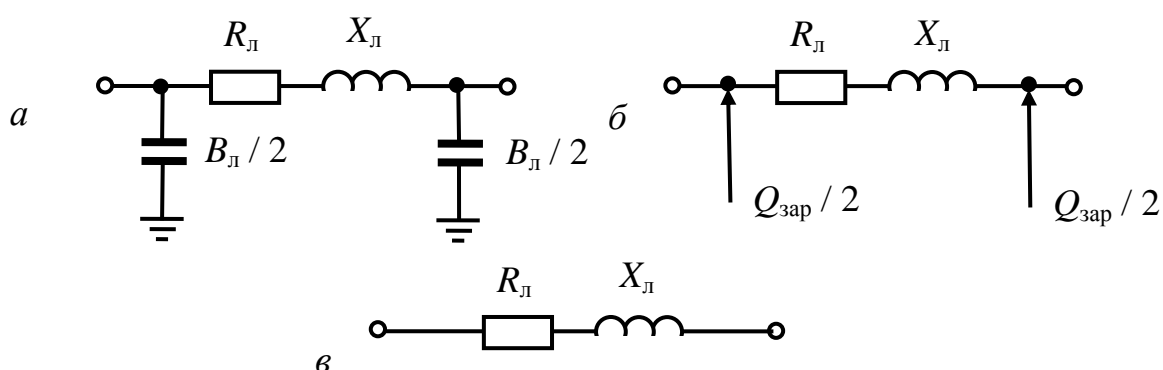


Рисунок 7.4 – П-образная полная (а) и расчетная (б) схемы замещения ВЛ с $U_{\text{ном}} = 110\text{--}220$ кВ (а, б) и 35 кВ (в)

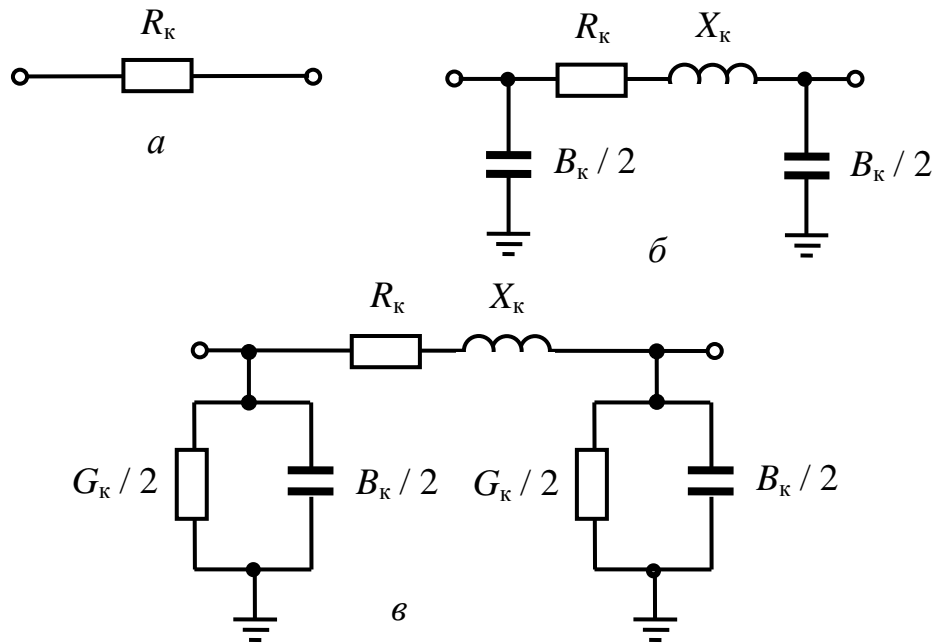


Рисунок 7.5 – Схемы замещения КЛ до 10 кВ (а), 20 кВ (б), 35 кВ и выше (в)

Примечание. При параллельном соединении линий их обобщенные параметры в схемах замещения определяются по соотношениям:

$$\underline{Z}_\Pi / n_\Pi = (R_\Pi + jX_\Pi) / n_\Pi; \quad \underline{Y}_\Pi n_\Pi = (G_\Pi + jB_\Pi) n_\Pi;$$

$$\underline{S}_{\text{попер}} n_\Pi = (\Delta P_{\text{кор}} - jQ_{\text{зар}}) n_\Pi,$$

где n_Π – количество цепей линий.

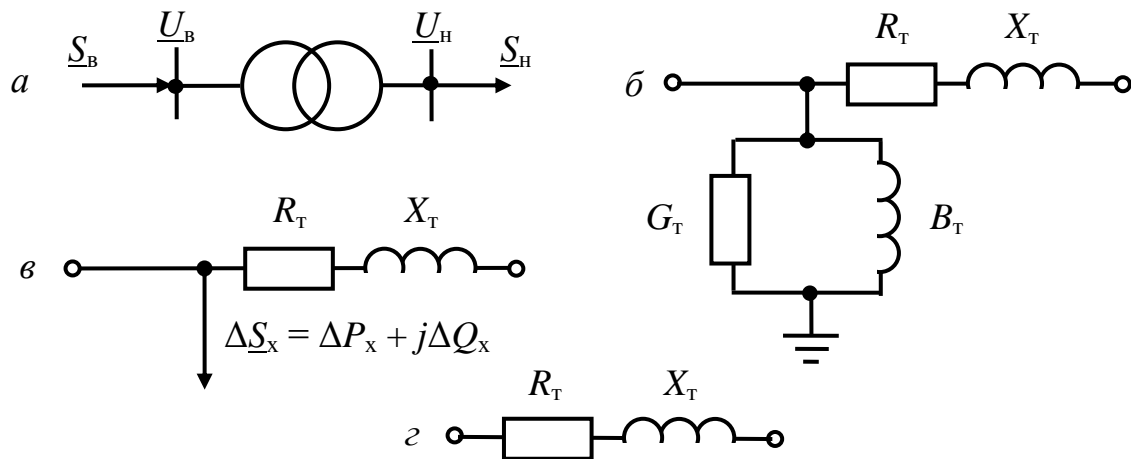


Рисунок 7.6 – Обозначение (а) и Г-образные полная (б) и расчетная (в) схемы замещения двухобмоточных трансформаторов с $U_{\text{ном.в}} \geq 35$ кВ (б, в) и $U_{\text{ном.в}} = 10$ кВ (в)

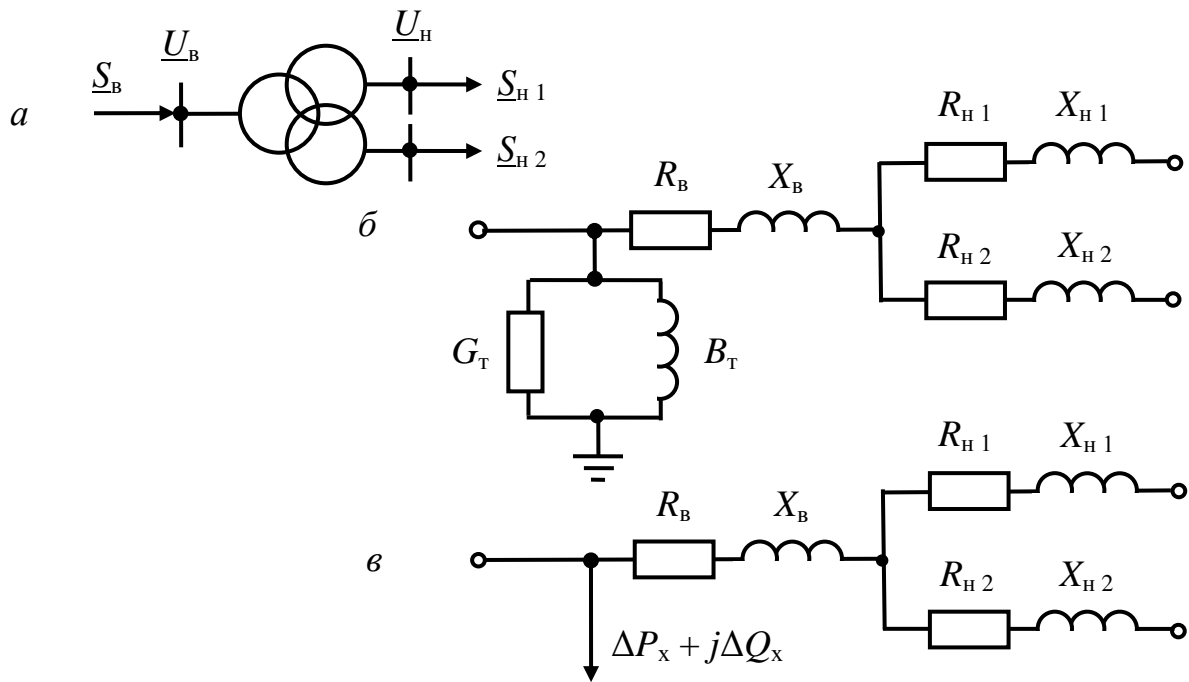


Рисунок 7.7 – Обозначение (а), лучевые полная (б) и расчетная (в) схемы замещения двухобмоточных трансформаторов с расщепленными обмотками низкого напряжения

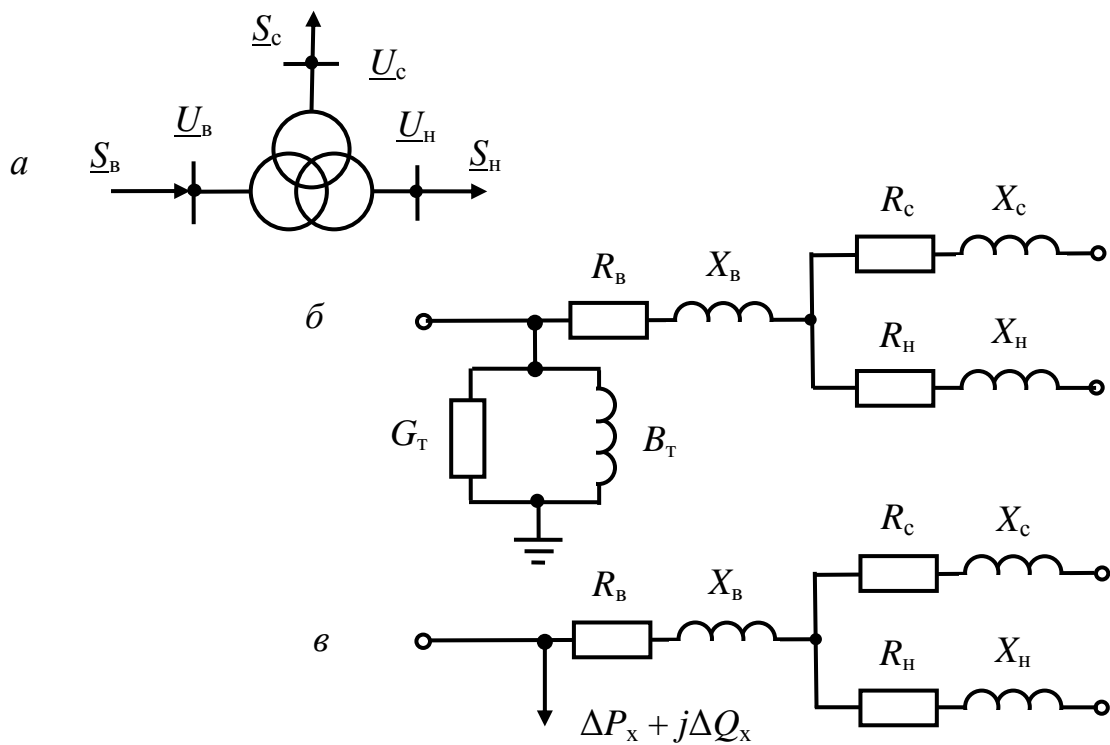


Рисунок 7.8 – Обозначение (а) и лучевые полная (б) и расчетная (в) схемы замещения трехобмоточных трансформаторов

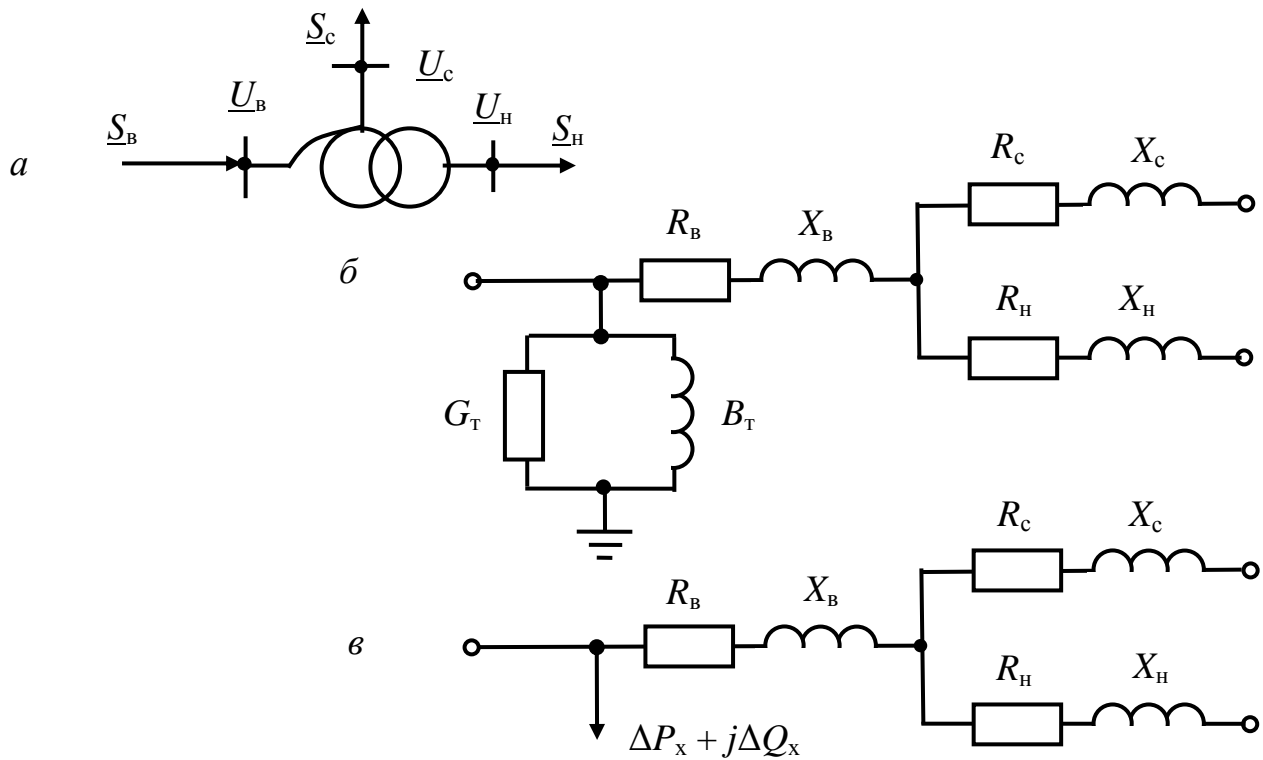


Рисунок 7.9 – Обозначение (а) и лучевые полная (б) и расчетная (в) схемы замещения автотрансформаторов

Примечание. При параллельном соединении двух-, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов их обобщенные параметры в схемах замещения определяются по соотношениям:

$$\begin{aligned} \underline{Z}_T / n_T &= (R_T + jX_T) / n_T; \quad \underline{Z}_B / n_T = (R_B + jX_B) / n_T; \\ \underline{Z}_{H1} / n_T &= (R_{H1} + jX_{H1}) / n_T; \quad \underline{Z}_{H2} / n_T = (R_{H2} + jX_{H2}) / n_T; \\ \underline{Z}_C / n_T &= (R_C + jX_C) / n_T; \quad \underline{Z}_H / n_T = (R_H + jX_H) / n_T; \\ \underline{Y}_T n_T &= (G_T + jB_T) n_T; \quad \underline{S}_{\text{попер}} n_T = (\Delta P_x + j\Delta Q_x) n_T, \end{aligned}$$

где n_T – количество параллельно соединенных двух-, трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ

1. Барбашов И. В. Общая характеристика и основы анализа установившихся режимов современных электрических систем и сетей: текст лекций / И. В. Барбашов – Харьков : НТУ «ХПИ», 2013. – 240 с.
2. Барбашов И. В. Основы анализа установившихся режимов электрических систем и сетей : учеб. пособ. / Барбашов И. В., Веприк Ю. Н., Черкашина В. В., Шутенко О. В. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2010. – 184 с.
3. Барбашов И. В. Параметры и схемы замещения элементов электрических систем в примерах и задачах : учеб. пособ. / И. В. Барбашов, Г. В. Омеляненко. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2017. – 160 с.
4. Барбашов И. В. Расчет установившихся режимов разомкнутых электрических сетей в примерах и задачах : учеб. пособ. / И. В. Барбашов, Г. В. Омеляненко – Харьков : НТУ «ХПИ», 2018. – 164 с.
5. Барбашов И. В. Расчет установившихся режимов замкнутых электрических сетей в примерах и задачах: учеб. пособ. / И. В. Барбашов, Г. В. Омеляненко – Харьков : НТУ «ХПИ», 2018. – 136 с.
6. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6–750 кВ: ГКД.341.004.001–94. – Київ : Міненерго України, 1994. – 138 с.
7. Правила улаштування електроустановок. ПУЕ–2017. Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Харків : Вид-во «Форт», 2017. – 758 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «РАСШИФРОВКА ОБОЗНАЧЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СЕТЕЙ»	5
2. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ПОСТРОЕНИЕ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ УЗЛА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»	27
3. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ПОСТРОЕНИЕ ГОДОВЫХ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ УЗЛА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»	35
4. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК УЗЛОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»	41
5. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА ЧАСОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАИБОЛЬШЕЙ НАГРУЗКИ УЗЛОВ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»	55
6. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В НОРМАЛЬНОМ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»	70
7. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА «СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ»	79
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ	96

Навчальне видання

БАРБАШОВ Ігор Володимирович
ОМЕЛЯНЕНКО Галина Вікторівна
ФЕДОСЕЄНКО Олена Миколаївна

«ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ ТА МЕРЕЖІ»
КОНТРОЛЬНІ РОБОТИ І ЗАВДАННЯ

Навчально-методичний посібник
для студентів напряму підготовки «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка» денної і заочної форм навчання,
в тому числі для іноземних студентів

Відповідальний за випуск *С. Ю. Шевченко*
Роботу до видання рекомендував *А. М. Борисенко*

Редактор *М. П. Єфремова*

План 2019 р., поз. 71

Підп. до друку _____. Формат 60×84 1/16. Папір офсетний.

Riso-друк. Гарнітура Times New Roman. Ум. друк. арк. 3,4.

Наклад 50 прим. Зам. № _____. Ціна договірна.

Видавничий центр НТУ «ХП».

Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 5478 від 21.08.2017 р.

61002. Харків, вул. Кирпичова, 2
